



Documentation technique de référence

Documentation technique de référence

Sommaire

Préambule : Domaine d'application de la DTR

Chapitre 0 : Etat de la réglementation

Chapitre 1 : Instruction des demandes de raccordement

Article 1.1 : Processus de raccordement

Article 1.2 : Données

Article 1.3 : Procédure de raccordement au RPT des nouvelles interconnexions

Article 1.4 : Règles techniques transitoires de conception et de fonctionnement pour le raccordement au RPT d'une Nouvelle Interconnexion Dérogatoire à courant continu

Chapitre 2 : Etudes et schémas de raccordement

Article 2.1 : Etudes RTE pour le raccordement

Article 2.2 : Schémas de raccordement

Article 2.3 : Méthode d'identification des limites du réseau d'évacuation

Article 2.4 : Modalités d'installation à l'interface RPT/RPD d'un automate d'effacement sélectif de production raccordée en HTA

Article 2.5 – Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables

Chapitre 3 : Performances du réseau public de transport

Article 3.1 : Plages de tension et de fréquence normales et exceptionnelles

Article 3.2 : Continuité et qualité de l'onde de tension

Article 3.3 : Capacité d'accueil

Article 3.4 : Sûreté du système électrique – Maîtrise des incidents – Plans de sauvegarde et de Défense

Chapitre 4 : Contribution des utilisateurs aux performances du RPT

Article 4.1 : Réglage fréquence / puissance

Article 4.2.1 : Réglage de la tension et capacités constructives en puissance réactive des installations de production

Article 4.2.2 : Réactif à l'interface des gestionnaires de réseaux publics de transport d'électricité

Article 4.3 : Stabilité

Article 4.4 : Réseau séparé

Article 4.5 : Reconstitution du réseau / Renvoi de tension

Article 4.6 : Système de protection contre les défauts d'isolement

Article 4.7 : Echange d'informations et système de téléconduite

Article 4.8 : Comptage

Documentation technique de référence

Sommaire

Chapitre 5 : Vérification initiale de conformité des installations

Chapitre 6 : Catalogue de matériels

Chapitre 7 : Gestion et exploitation du réseau

Article 7.1 : Sûreté du système – règles associées

Article 7.2 : Travaux sur le réseau

Article 7.3 : Mécanisme de responsable d'équilibre

Article 7.4 : Mécanisme d'ajustement

Article 7.5 : Accès aux Interconnexions Internationales

Chapitre 8 – Trames type

Article 8.1 – Trame type de Proposition Technique et Financière

Article 8.2 – Trame type de Convention d'Engagement de Performance

Article 8.3 – Trame type de Cahier des charges des capacités constructives

Article 8.4 – Trame type de Convention de Raccordement producteur

Article 8.5 – Trame type convention d'exploitation

Article 8.6 – Trame type de convention d'exploitation et de conduite

Article 8.7 – Proposition technique et financière pour le raccordement d'un client consommateur

Article 8.8 – Contrat relatif à la Gestion Prévisionnelle pour les Responsables de Programmation de la production photovoltaïque et éolienne

Article 8.9 – Contrat cadre de traitement des accords en amont du J-1 pour les Responsables de Programmation de la production photovoltaïque et éolienne

Article 8.10 – Modèle de contrat de participation aux services système

Article 8.11 – Trame-type du Contrat d'Accès au Réseau Public de Transport pour les clients Consommateurs

Article 8.12 – Contrat Accès au Réseau de Transport pour les Gestionnaires de Réseaux de Distribution

Article 8.13 – Trame-type du Contrat d'Accès au Réseau Public de Transport pour les clients Producteurs



Documentation Technique de Référence

Processus de concertation entre RTE et ses clients au sein du comité des Clients Utilisateurs du Réseau de Transport de l'Electricité (CURTE)

Version applicable du 1^{er} février 2009

7 pages



SOMMAIRE

1 - Contexte	3
2 – Organisation du CURTE	3
2.1 - Création d'un statut de membre du CURTE.....	3
2.2 - Instances de fonctionnement du CURTE.....	3
2.3 - Transparence sur le fonctionnement et les travaux du CURTE.....	4
2.4 - Programme de travail du CURTE.....	5
3 - Processus de concertation entre RTE et ses clients	6

1 - Contexte

RTE invite l'ensemble de ses clients à faire partie du CURTE, comité des Clients Utilisateurs du Réseau de Transport de l'Electricité pour qu'ils soient associés le plus largement possible et en toute transparence aux débats et aux travaux organisés par RTE sur les évolutions des conditions d'accès au réseau et au marché.

Pour répondre à ces objectifs, RTE met en place le dispositif décrit dans la suite du document.

Ce dispositif organise par ailleurs les modalités de la consultation des représentants des différentes catégories d'utilisateurs du réseau et des représentants des gestionnaires de réseaux publics de distribution, prévues dans le Cahier des charges de la concession du réseau public de transport.

2 – Organisation du CURTE

2.1 - Création d'un statut de membre du CURTE

Peuvent être Membres du CURTE :

- les clients de RTE, c'est à dire les acteurs du marché qui ont un contrat avec RTE relatif à l'accès au réseau ou au marché ;
- les associations, fédérations, syndicats professionnels qui regroupent un ensemble d'acteurs du marché et qui ont un mandat de représentation.

La Commission de Régulation de l'Energie (CRE) et la Direction Energie (DE) de la Direction Générale de l'Energie et du Climat (DGEC) sont invitées à suivre les travaux du CURTE.

La qualité de Membre du CURTE donne :

- l'accès à une information complète sur l'organisation des instances du CURTE et sur les travaux qui y sont menés ;
- la possibilité d'adresser au CURTE des propositions d'évolution des règles d'accès au réseau et au marché ;
- la possibilité de participer au processus de consultation organisé par RTE sur les nouveaux textes en cours d'élaboration : règles, modèles de contrats, procédures de raccordement, évolutions de la Documentation Technique de Référence (DTR).

2.2 - Instances de fonctionnement du CURTE

Le CURTE s'organise autour de plusieurs instances :

- Le Comité Plénier du CURTE, présidé par un représentant de la Direction de RTE, joue le rôle d'un Comité de Direction du CURTE. Il se réunit a minima deux fois par an. Il organise la concertation sur l'ensemble des sujets qui relèvent de la responsabilité de RTE, pour l'accès au réseau et l'accès au marché. Il porte les débats les plus stratégiques et arbitre si besoin les dossiers qui lui sont soumis par les Commissions Spécialisées.
- Trois Commissions Spécialisées permanentes, présidées par RTE :
 - La Commission Accès au Réseau (CAR),
 - La Commission Accès au Marché (CAM),
 - La Commission de Fonctionnement de l'Accès aux Interconnexions (CFAI).Ces Commissions se réunissent a minima trois fois par an.
- Des Groupes de Travail mis en place par les Commissions Spécialisées, selon les sujets à traiter, chaque GT étant piloté par RTE ou un acteur du marché.

Modalités de représentation des acteurs du marché

Comité Plénier du CURTE.

Au 1^{er} janvier 2009, les acteurs représentés au Comité Plénier sont : EFET, SER, UNELEG, UNIDEN, POWEO, DIRECT ENERGIE, ELECTRABEL, EDF Commerce , EDF Production, SNET, ERDF, POWERNEXT, RFF.

Le Comité Plénier veille à faire évoluer sa composition pour assurer la meilleure représentation possible des différents segments de clients.

Commissions Spécialisées

Pour un travail efficace, le nombre de participants à ces Commissions est limité à une vingtaine, hormis les participants RTE.

Chaque Commission Spécialisée veille à faire évoluer, en tant que de besoin, sa composition pour assurer la représentation des différents segments de clients, la mieux adaptée aux questions traitées au sein de la Commission.

Groupes de travail

Il appartient au pilote du GT de s'entourer d'un nombre raisonnable d'experts pour respecter les objectifs du GT et d'adapter en tant que de besoin la composition du GT.

2.3 - Transparence sur le fonctionnement et les travaux du CURTE

RTE met à disposition de ses clients un site Internet dédié au dispositif de concertation du CURTE. Ce site est accessible depuis le site Institutionnel de RTE ou directement à l'adresse : <https://wsshosting.global-sp.net/rte/curte>.

Un client de RTE peut faire une demande d'accès au site CURTE à partir du site institutionnel de RTE.

Les accès sont nominatifs et l'accès est sécurisé par login et mot de passe.

L'accès au site CURTE permet :

- De consulter l'ensemble des informations relatives à l'organisation et aux travaux pilotés dans le cadre du CURTE :
 - La liste des participants au Comité plénier et aux Commissions Spécialisées ;
 - La liste des autres membres du CURTE ;
 - Le calendrier des dates de réunions du Comité plénier, des Commissions Spécialisées et des Groupes de travail ;
 - Les ordres du jour et les comptes rendus des réunions ;
 - Les supports de présentation utilisés pendant les réunions ;
 - Les projets de textes (DTR, Règles,...) élaborés au sein du CURTE et mis en consultation ;
 - Les remarques formulées par les membres du CURTE sur ces textes ;
 - Le bilan des réponses de RTE aux remarques, précisant avec une argumentation, si elles sont (ou non) prises en compte.
- De soumettre, via le site CURTE, des propositions d'évolution des dispositifs d'accès au réseau ou au marché.
- De formuler des observations, via le site CURTE, dans le cadre des consultations lancées par RTE selon le processus décrit au §3.

L'accès au site est également donné à la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) et à la Direction Energie de la Direction Générale de l'Energie et du Climat (DGEC).

2.4 - Programme de travail du CURTE

Le programme de travail du CURTE est construit et validé par le Comité Plénier et par les Commissions Spécialisées qui établissent les priorités.

Le programme de travail du CURTE intègre :

- l'élaboration et l'évolution de la Documentation Technique de Référence (DTR), des règles et des modèles de contrats, pour les domaines de l'accès au réseau et au marché.
- l'analyse et la déclinaison des textes législatifs et réglementaires.
- l'instruction de questions sur demande du Comité Plénier.
- l'instruction des demandes transmises par les clients de RTE.

Chaque Commission Spécialisée met en place les Groupes de Travail nécessaires à l'instruction du programme de travail. Elle décide des sujets à faire remonter en Comité Plénier.

Des demandes complémentaires peuvent être formulées par les membres du CURTE, via le site CURTE ; elles doivent être motivées. Elles font l'objet d'un suivi et sont instruites par l'une des Commissions Spécialisées. Si une demande est validée, elle est intégrée au programme de travail du CURTE et son instruction est prise en charge par la Commission Spécialisée appropriée. Toute demande fait l'objet d'une réponse sur le site CURTE.

3 - Processus de concertation entre RTE et ses clients

Les sujets de concertation correspondent aux éléments du programme de travail tel que défini ci-dessus.

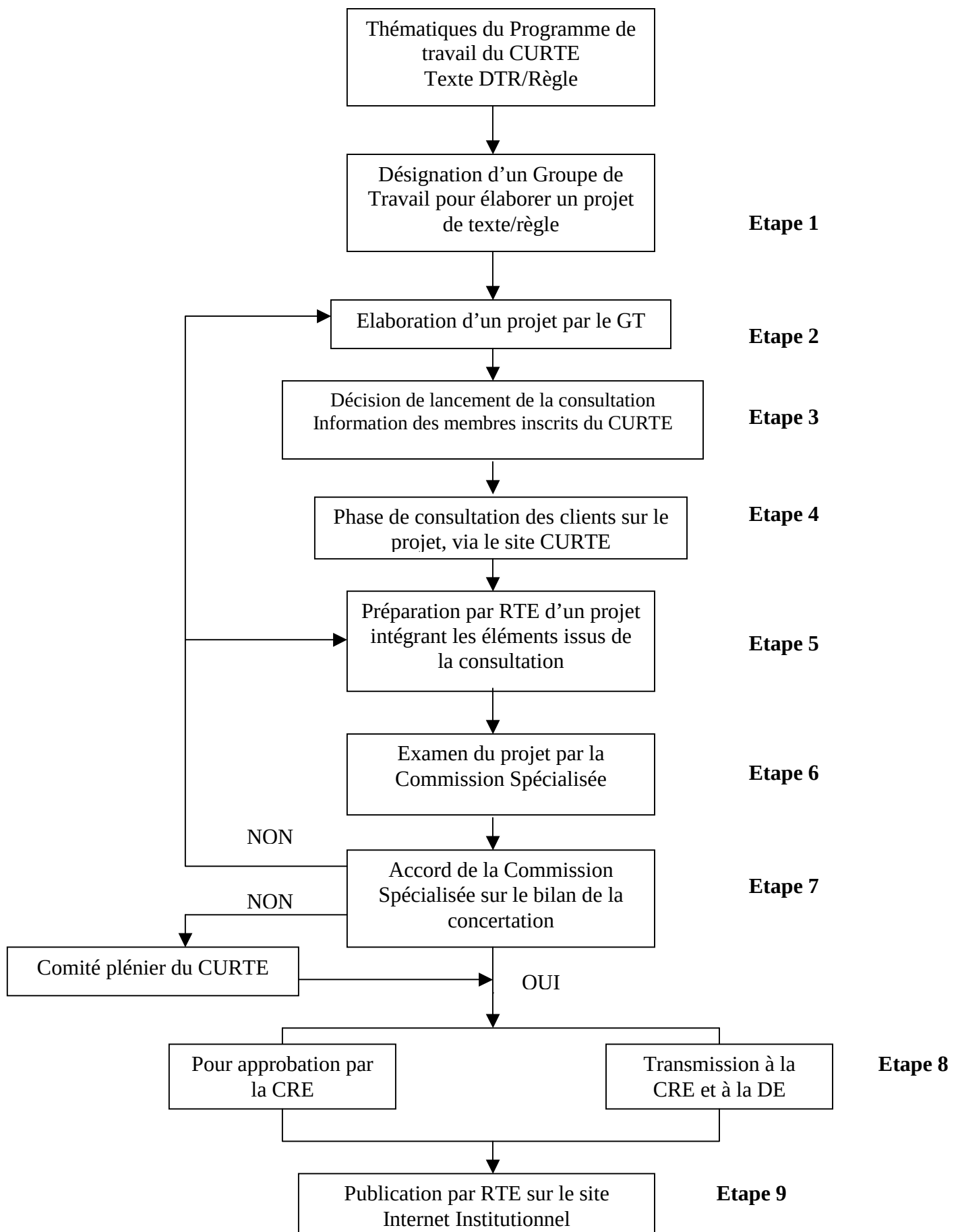
Pour chacun de ces sujets, la Commission Spécialisée concernée pilote la concertation suivant le même processus :

1. Désignation du Groupe de Travail chargé du sujet à étudier et du livrable (en général, une proposition de texte/règle)
2. Elaboration d'un projet de texte par le GT
3. Lancement de la consultation sur proposition du GT : décision prise par RTE après avis du Comité Plénier ou de la Commission Spécialisée. RTE adresse un mail à l'ensemble des membres du CURTE (inscrits sur le site CURTE) pour les informer de l'ouverture de la consultation sur le projet de texte et de la durée de cette consultation.
4. Consultation des clients sur le projet de texte, via le site CURTE :
 - ✓ La durée de la consultation, qui peut varier de 3 à 5 semaines, est fixée par RTE en fonction de la nature du texte et au vu de l'avis du Comité Plénier ou de la Commission Spécialisée concernée.
 - ✓ Les acteurs inscrits sur le site CURTE peuvent faire leurs observations via le site CURTE pendant la période de consultation.
5. Sous 2 à 4 semaines, à compter de la fin de la consultation (étape 4), préparation par RTE :
 - ✓ d'un projet de texte/règle intégrant les éléments issus de la consultation
 - ✓ d'un bilan argumenté des réponses à la consultation faisant état de façon exhaustive des observations des acteurs qui n'ont pas été retenues et des éventuels désaccords, si le consensus n'a pas été atteint. Ce bilan est discuté avec le GT puis transmis par RTE à la Commission Spécialisée.
6. Examen du projet par la Commission Spécialisée concernée
7. Accord de la Commission Spécialisée sur le bilan de la concertation : cet accord signifie qu'il y a consensus sur le fait que la concertation a été menée à son terme, que le bilan dresse un état complet et fidèle des positions exprimées et que RTE a argumenté la proposition de texte qu'il a retenue in fine.

Dans le cas où il n'y aurait pas accord sur le bilan de la concertation (situation qui doit rester a priori exceptionnelle), RTE peut décider, après débat en Commission Spécialisée :

 - de reprendre le processus à l'étape 5 : proposition d'une nouvelle rédaction du bilan de la concertation
 - de reprendre le processus à l'étape 2 : demander au GT de revoir son projet ce qui nécessite ensuite de refaire une consultation des clients sur la nouvelle version de texte ;
 - de faire passer le dossier en Comité Plénier pour tenter de lever les désaccords persistants.
8. Transmission à la CRE pour approbation (dans les cas prévus par la loi ou la réglementation) ou transmission du projet pour information à la CRE et à la Direction Energie.
9. Publication par RTE des textes définitifs sur le site institutionnel de RTE.

Annexe : Processus de concertation entre RTE et ses clients





Documentation Technique de référence

Préambule : Domaine d'application de la DTR

Version 3 applicable à compter du 24 avril 2009

3 [pages](#)

La Documentation Technique de Référence est rédigée par RTE et publiée à l'intention des utilisateurs du Réseau Public de Transport de l'électricité et des gestionnaires de réseaux de distribution afin de les informer des règles d'exploitation et des conditions techniques auxquelles ils doivent satisfaire afin de soutirer ou d'injecter de l'énergie électrique du RPT.

1. CADRE REGLEMENTAIRE DE REFERENCE

Le cahier des charges joint à l'avenant du 30 octobre 2008 à la convention du 27 novembre 1958 portant concession à RTE EDF Transport du réseau public de transport d'électricité, impose à RTE de publier la DTR pour satisfaire à ses obligations de transparence et de non-discrimination. L'article 35 du cahier des charges précise :

« En concertation avec des représentants des différentes catégories d'utilisateurs du réseau et des représentants des gestionnaires de réseaux publics de distribution, le concessionnaire élabore, rend publique et, en tant que de besoin, révisé, la documentation technique de référence du réseau public de transport. Celle-ci précise les modalités pratiques d'exploitation et d'utilisation du réseau.

Le concessionnaire communique à la commission de régulation de l'énergie et au ministre chargé de l'énergie, préalablement à leur publication, la documentation technique de référence du réseau public de transport et les résultats de la consultation des représentants des différentes catégories d'utilisateurs du réseau. Il en est de même pour toute révision apportée ultérieurement à ce texte.

La documentation technique de référence est établie en conformité avec les dispositions législatives et réglementaires ainsi qu'avec les décisions de la commission de régulation de l'énergie, notamment en matière de raccordement, d'accès et de gestion de l'équilibre des flux.

Dans le cadre de ses relations contractuelles avec les utilisateurs et avec les gestionnaires de réseaux publics de distribution, le concessionnaire se conforme aux dispositions de la documentation technique de référence.

Les modalités pratiques d'exploitation et d'utilisation définies dans la documentation technique de référence sont applicables aux installations faisant l'objet postérieurement à sa publication d'un premier raccordement ou d'une modification importante, dans les conditions précisées par arrêté du ministre chargé de l'énergie.

Les modalités pratiques d'exploitation et d'utilisation sont applicables aux constructions existantes lorsque leurs performances constructives respectent les dispositions de la documentation technique de référence ou lorsque les dispositions contractuelles en vigueur sont aussi sévères que ces dernières. »

2. DOMAINE D'APPLICATION DE LA DTR

- I. Le champ de la DTR couvre, au sens large, « les modalités d'exploitation et d'utilisation du RPT ».
 - Les installations à raccorder doivent être conformes aux dispositions de la DTR ou du Référentiel technique, en vigueur à la date d'envoi de la Proposition Technique et Financière (PTF).

- Les installations en exploitation doivent respecter les règles d'exploitation du RPT et contribuer à la sûreté de fonctionnement du système électrique. A ce titre elles doivent être conformes aux dispositions de la DTR applicables pour les installations existantes, dans la limite de leurs performances constructives déclarées.
- II. RTE se conforme aux dispositions de la DTR dans le cadre de ses relations contractuelles avec les utilisateurs du RPT et des gestionnaires de réseaux de distribution. Les conventions et contrats qu'il établit avec eux sont conformes aux dispositions publiées dans la DTR à la date de leurs signatures.
- III. Certains sujets de la DTR, tel que les conditions techniques de raccordement, font l'objet de renvois précis par la réglementation technique. L'arrêté du 23 avril 2008 prévoit notamment que, dans le cadre de la convention de raccordement, le producteur doit attester de la conformité de son installation à la réglementation technique et à sa déclinaison dans la DTR.
- IV. Conformément à l'article 16 du décret du 23 avril 2008, les installations de production existantes doivent disposer d'une convention de raccordement et d'une convention d'exploitation définissant leur comportement en régime normal et en régimes perturbés du RPT. A défaut de telles conventions, ou en cas d'insuffisance du contenu de ces conventions, elles devront faire l'objet d'une déclaration préalable de performances précisant le comportement attendu d'elles dans les situations d'exploitation et d'utilisation couvertes par la DTR.
- V. Les installations existantes des distributeurs et des consommateurs doivent aussi disposer de conventions de raccordement et d'exploitation conformes à la DTR. A défaut, de telles conventions seront proposées, en tant que de besoin, par RTE, notamment, à l'occasion de la première modification substantielle dont elles feront l'objet.
- VI. En cours de vie, toutes les installations doivent maintenir leurs performances déclarées vis-à-vis du RPT. . Les modalités de traitement des modifications ou dégradations impactant les performances déclarées dans les conventions en cours sont précisées dans le chapitre 5 de la DTR.
- VII. Les performances déclarées dans les domaines couverts par la DTR font l'objet d'un contrôle initial lors de la première mise en service des installations ainsi que de contrôles périodiques lorsqu'elles sont en exploitation. Les modalités de ces contrôles sont précisées dans le chapitre 5 de la DTR.

3. MODALITE D'ELABORATION DE LA DTR

La DTR est élaborée conformément au « Processus de concertation entre RTE et ses clients au sein du comité des Clients Utilisateurs du Réseau de Transport de l'Electricité (CURTE) » publié par RTE.



Documentation technique de référence
Chapitre 0
Etat de la réglementation

Version 2 applicable à compter du 24 avril 2009

3 [pages](#)

Pour faciliter la lecture de la Documentation technique de référence, chaque article comporte la liste des textes législatifs et réglementaires qui s'appliquent spécifiquement aux thèmes traités.

Le présent article constitue la liste récapitulative de ces textes.

- Loi n° 2000-108 du 10 février 2000 modifiée relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.
- Loi du 15 juin 1906 sur les distributions d'énergie.
- Cahier des charges annexé à l'avenant, en date du 30 octobre 2008, à la convention du 27 novembre 1958 et portant concession à RTE EDF Transport SA du réseau public de transport d'électricité.
- Décret n° 2008-386 du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement pour le raccordement d'installations de production aux réseaux publics d'électricité.
- Décret n° 2005-172 du 22 février 2005 définissant la consistance du réseau public de transport d'électricité et fixant les modalités de classement des ouvrages dans les réseaux publics de transport et de distribution d'électricité.
- Décret n° 2003-588 du 27 juin 2003 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement au réseau public de transport de l'électricité.
- Décret n° 2003-229 du 13 mars 2003 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement aux réseaux publics de distribution.
- Décret n° 2001-630 du 16 juillet 2001 relatif à la confidentialité des informations détenues par les gestionnaires de réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité, pris pour l'application des articles 16 et 20 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.
- Arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'électricité d'une installation de production d'énergie électrique
- Arrêté du 6 octobre 2006 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport de l'électricité d'un réseau public de distribution.

- Arrêté du 4 juillet 2003 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'une installation de production d'énergie électrique.
- Arrêté du 4 juillet 2003 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement direct au réseau public de transport d'une installation de consommation d'énergie électrique.
- Arrêté du 17 mai 2001 fixant les conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique (et les arrêtés précédents qui continuent de s'appliquer à certains ouvrages, notamment ceux du 2 avril 1991, du 26 mai 1978, du 13 février 1970, du 30 avril 1958 et du 30 avril 1951).
- Arrêté du 5 juillet 1990 fixant les consignes générales de délestage sur les réseaux électriques.

Documentation Technique de Référence
Chapitre 1 – Instruction des demandes de raccordement
Article 1.1 – Processus de raccordement

Document valide pour la période du 1er mai 2013 à ce jour

8 pages

Document valide pour la période du 1^{er} mai 2013 à ce jour

Utilisateurs concernés : producteurs, consommateurs, distributeurs

1. RAPPEL DU CADRE REGLEMENTAIRE

- Articles L.111-93, L.321-7 et L.342-1 à L.342-12 du code de l'énergie.
- Article 13 du décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006 modifié, approuvant le cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité (RPT). Cet article décrit les modalités d'élaboration de la présente procédure et les sujets qui doivent y être traités.
- Décret n° 2003-588 du 27 juin 2003 modifié relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement au réseau public de transport de l'électricité.
- Décret n° 2008-386 du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement pour le raccordement d'installations de production aux réseaux publics d'électricité.
- Décret n° 2012-533 du 20 avril 2012 relatif aux schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables, prévus par l'article L.3211-7 du code de l'énergie.
- Arrêté du 23 avril 2008 modifié, relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'électricité d'une installation de production d'énergie électrique.
- Arrêté du 4 juillet 2003 modifié relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement direct au réseau public de transport d'une installation de consommation d'énergie électrique.
- Arrêté du 6 octobre 2006 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport de l'électricité d'un réseau public de distribution.
- Décret n°2003-229 du 13 mars 2003 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement aux réseaux publics de distribution.
- Délibération de la CRE du 11 juin 2009, portant communication sur les conditions d'approbation, le contenu et l'élaboration des procédures de traitement des demandes de raccordement au réseau public de transport d'électricité.
- Délibérations de la CRE, portant approbation de la procédure de traitement des demandes de raccordement des installations de production d'électricité au réseau public de transport d'électricité (15 avril 2010 ; 27 janvier 2011, 17 novembre 2011 et 31 janvier 2013).

Document valide pour la période du 1^{er} mai 2013 à ce jour

2. DIFFERENTES ETAPES DU PROCESSUS DE RACCORDEMENT

2.1 Le traitement des demandes de raccordement des installations de production d'électricité au RPT

La procédure applicable aux demandes de raccordement d'installations de production est approuvée par la CRE et publiée dans le chapitre 1 de la DTR.

Cette procédure est également applicable au raccordement en un point unique du RPT de plusieurs installations de production EnR de même type, autorisées conformément aux articles L.311-5 à L.311-9 du Code de l'énergie. Dans l'attente de la mise en place de modalités plus générales, les conditions suivantes s'appliquent :

- a) La demande de raccordement (PEFA ou PTF) est portée par un producteur (le Producteur Mandataire), représentant vis à vis de RTE l'ensemble des Producteurs participant au groupement. Le Producteur Mandataire est désigné par les Producteurs Mandants dans le cadre d'un accord de responsabilité solidaire qui doit être signé par l'ensemble des Producteurs du groupement et joint à la demande de raccordement. Cet accord n'est pas exigé pour une demande d'étude exploratoire.
- b) Le Producteur Mandataire assure les fonctions dévolues au producteur au titre de la réglementation en vigueur pour l'ensemble des Producteurs participant au groupement et au titre de la procédure de traitement des demandes de raccordement. Ainsi, en application de la procédure, il présente à RTE lors de l'entrée et de l'examen annuel de maintien en file d'attente les documents nécessaires ou verse la somme forfaitaire, pour la totalité des installations de production des Producteurs participant au groupement (il est alors possible de combiner la présentation de documents et le paiement de la somme forfaitaire).
- c) Le Producteur Mandataire accepte au nom et pour le compte de l'ensemble des Producteurs Mandants les propositions, conventions et contrats pour le raccordement, l'accès au réseau ainsi que pour l'exploitation et la programmation ; il est responsable vis à vis de RTE de l'exécution de ces contrats et conventions.
- d) RTE n'a pas de relation dans la gestion des contrats et conventions précités avec les Producteurs Mandants, autres que celles résultant indirectement de l'exercice de son mandat par le Producteur Mandataire.
- e) Les Producteurs Mandants n'étant pas titulaires d'un CART, peuvent disposer d'un contrat de prestations annexes relatif au comptage de l'énergie produite par leur installation. Dans ce cadre, les flux mesurés sont ramenés en limite de propriété du RPT avant transmission vers le Responsable d'Equilibre du Producteur Mandant ; les pertes dans les lignes et transformateurs de l'installation étant à la charge des Producteurs participant au groupement.
- f) Tout producteur signataire de l'accord de responsabilité solidaire peut assurer la fonction de Producteur Mandataire. RTE doit être préalablement informé de tout changement, qui sera effectif à compter de la signature d'avenants aux conventions et contrats en cours.
- g) Les installations des producteurs solidairement responsables sont considérées comme une installation unique vue du RPT. A ce titre, les exigences et prescriptions techniques relatives aux performances seront identiques à celles que RTE est en droit de demander à

Document valide pour la période du 1^{er} mai 2013 à ce jour

une installation unique en application de la réglementation et de la DTR en vigueur. Ces exigences et prescriptions techniques seront exprimées par RTE au Producteur Mandataire et contractualisées dans les formes et conditions habituelles.

- h) En cas de défaillance de l'un des producteurs signataires de l'accord de responsabilité solidaire après l'entrée en file d'attente de l'installation, la puissance active maximale de l'installation de production (Pmax) sera revue en conséquence, de même que les prescriptions techniques.
- i) Chaque producteur signataire de l'accord de responsabilité solidaire peut céder ses droits au titre du raccordement objet dudit accord à une société contrôlée par le Producteur ou à la société contrôlant le Producteur, au sens de l'article L.233-3 du code de commerce. Le Producteur Mandataire en informe RTE préalablement par écrit.

2.2 Les différentes étapes pour les consommateurs et les distributeurs

Les futurs utilisateurs du RPT qui désirent raccorder leur installation au RPT doivent prendre contact avec l'équipe régionale *ad hoc* de RTE pour qu'elle détermine la consistance des ouvrages de raccordement. Les différentes étapes du processus de raccordement d'une installation de consommation ou d'un réseau public de distribution sont décrites dans le tableau ci-dessous.

Dans le cas où la tension de référence de l'installation à raccorder relève d'un réseau public de distribution, l'utilisateur doit, préalablement à sa demande de raccordement au RPT, avoir obtenu l'accord du gestionnaire du réseau public de distribution concerné pour être raccordé au RPT, conformément aux dispositions de l'article 3 du décret du 13 mars 2003.

Les étapes relatives à l'étude exploratoire (3 premières étapes) ne sont réalisées qu'à la demande des consommateurs qui le souhaitent.

ACTION / ETAPES	EMETTEUR ACTEUR	RECEPTEUR
Demande de renseignement pour le raccordement	Utilisateur	RTE
Etude simplifiée de solutions de raccordement, et ordre de grandeur de leur coût et des délais de réalisation.	RTE	
Envoi de l'étude exploratoire (normalement 6 semaines après la demande de renseignement)	RTE	Utilisateur
Demande de Proposition Technique et Financière (PTF)	Utilisateur	RTE
Etude détaillée des différentes solutions de raccordement (mise à jour si déjà réalisée en phase exploratoire)	RTE	
Détermination d'une proposition de solution de raccordement et de son coût détaillé	RTE	
Envoi de la Proposition Technique et Financière (3 mois après la demande).	RTE	Utilisateur
Acceptation de la Proposition Technique et Financière (la PTF a une durée de validité limitée à 3 mois) confirmée obligatoirement par le versement d'un acompte de 10%.	Utilisateur	RTE

Document valide pour la période du 1^{er} mai 2013 à ce jour

ACTION / ETAPES	EMETTEUR ACTEUR	RECEPTEUR
Procédures administratives, concertations et études techniques détaillées.	RTE	
Rédaction et signature de la convention de raccordement et de ses annexes (cahier des charges protections, cahier des charges comptage), confirmée obligatoirement par le versement de 30% du prix du raccordement.	Utilisateur/RTE	Utilisateur/RTE
- Approvisionnement des matériels. - Réalisation des travaux.	RTE Utilisateur ¹	
Rédaction et signature de la convention d'exploitation (et de conduite)	Utilisateur/RTE	
Signature du contrat d'accès au RPT	Utilisateur/RTE	
Mise en service du raccordement	RTE	
Essais	Utilisateur/RTE	RTE

3. INSTRUCTION DES DEMANDES DE RACCORDEMENT

L'instruction des demandes de raccordement est réalisée selon le principe du « premier arrivé, premier servi ». La procédure applicable aux demandes de raccordement d'installations de production est approuvée par la CRE et publiée dans le chapitre 1 de la DTR; les paragraphes suivants décrivent les règles pour les autres utilisateurs.

3.1 La demande de renseignement pour les consommateurs

L'utilisateur peut souhaiter avoir une estimation rapide de la faisabilité et du coût du raccordement de son installation. On parle alors de "demande de renseignement" à laquelle RTE répond par une "étude exploratoire". Cette étape est réalisée à l'initiative de l'utilisateur.

Pour être recevable, la demande de renseignement doit comporter la totalité des informations précisées dans la fiche de collecte de renseignements pour l'étude exploratoire (cf. article 1.2).

RTE répond normalement alors dans un délai de six semaines. Durant cette période, une étude simplifiée est réalisée par RTE. Elle se limite à l'examen des contraintes de transit provoquées par l'installation sur le RPT (elle n'examine pas les aspects Icc, perturbations...).

La réponse donne un ordre de grandeur du coût de la solution de raccordement envisagée à cette étape et de son délai de réalisation. Cette estimation n'engage pas RTE (réserves formulées quant à d'éventuelles variations de coût résultant notamment des études détaillées, de la concertation ou des études de terrain conduisant en particulier à des modifications de consistance et/ou de tracé des ouvrages).

¹ Pour le raccordement des installations de production, dans le cadre du II de l'article 23-1 de la loi du 10.02.2000

Document valide pour la période du 1^{er} mai 2013 à ce jour

3.2 L'étude exploratoire pour les distributeurs

Compte tenu de la latitude d'implantation des postes sources et des différentes solutions de renforcement du réseau HTA, l'étude exploratoire pour les distributeurs s'inscrit dans un processus de concertation plus vaste qui, dans le cadre d'une vision à long terme, vise à harmoniser le développement des réseaux publics de transport et de distribution.

Dans ce cadre, une première phase (étude d'opportunité) conduite par le distributeur permet de mettre en évidence les contraintes à venir sur son réseau ou les améliorations souhaitées. Le cas échéant, il initie une étude d'évolution du réseau en examinant :

- des stratégies HTA (c'est à dire renforcement du réseau HTA existant)
- des stratégies HTB (c'est à dire création d'un nouveau poste source ou renforcement d'un poste source existant)

Des échanges informels entre le distributeur et RTE interviennent dans cette phase. Lorsqu'une stratégie HTB apparaît comme crédible en première analyse, une étude exploratoire conjointe est alors engagée.

Cette étude est conduite par le distributeur. Elle vise à mettre en évidence la meilleure stratégie globale d'évolution des réseaux au regard de ses critères propres.

Le distributeur adresse alors à RTE une demande afin qu'il lui fournisse une estimation du coût de la création d'un nouveau poste ou l'extension d'un poste existant. Il joint à cette demande la liste des données complètes (cf. article 1.2 « Données »).

RTE accuse réception de la demande adressée par le distributeur et signale les éventuelles carences du dossier ; RTE informe en retour du délai probable de traitement de la demande, le délai de référence étant de 3 mois pour une première estimation des coûts.

Dans le cas où le projet découlerait d'une demande de raccordement d'une installation de production injectant sur le réseau HTA, RTE et le distributeur coordonneront leurs délais pour les rendre compatibles avec le délai de remise des coûts par le distributeur au producteur, délai qui sera indiqué à RTE dans la demande de coûts estimatifs. En tout état de cause, afin que ce délai puisse être respecté, le distributeur devra faire sa demande au plus tard dans les deux semaines qui suivent la date à laquelle il aura reçu la demande du producteur.

RTE et le distributeur poursuivent la concertation pour affiner s'il y a lieu les hypothèses et la consistance des solutions HTB qui seront étudiées par RTE. Si cette concertation conduit à une modification des hypothèses, le distributeur le confirme par courrier à RTE qui accuse réception de ce nouveau jeu d'hypothèses.

L'étude comparative des stratégies est conduite sous la responsabilité du distributeur, sur la base de critères économiques qui lui sont propres. Ses conclusions sont communiquées à RTE et sont examinées en commun.

Lorsque l'étude du distributeur préconise le choix d'une solution HTB, des précisions ou compléments peuvent être demandés par RTE, qui analyse la faisabilité du projet et l'impact de sa mise en œuvre sur le RPT, en termes de délai de réalisation et de coût de renforcement amont qu'il aura à supporter.

Document valide pour la période du 1^{er} mai 2013 à ce jour

Si à l'issue de l'étude effectuée par RTE, l'avis des deux parties converge sur la solution de création ou d'extension de poste source retenue par le distributeur, celui-ci adresse une demande de PTF correspondant au projet.

Si à l'issue de l'étude effectuée par RTE il apparaît que le projet choisi par le distributeur nécessite des renforcements sur le RPT spécifiques à la stratégie choisie et dont le coût, jugé rédhibitoire, sera supporté par RTE, RTE pourra demander que soit engagé un processus de concertation, dont la durée ne peut dépasser un an, en vue d'identifier une solution alternative notablement moins coûteuse, permettant de répondre aux besoins exprimés par le distributeur et satisfaisante pour les deux parties. Ce processus de concertation s'appuiera sur des études complémentaires conjointes, fondées sur les besoins exprimés par le distributeur et pour la réalisation desquelles RTE et le distributeur mettront en commun leurs calculs de réseau et leurs hypothèses. Ces études pourront rechercher des solutions alternatives envisageables, en priorité : choix d'un autre emplacement pour le poste source ou adoption d'une solution alternative permettant de différer la mise en service du poste. A l'issue de cette phase de concertation, le distributeur adresse officiellement à RTE une demande de PTF.

Lorsque le distributeur dispose d'ouvrages HTB, le schéma d'organisation décrit ci-dessus est appliqué mais après avoir été adapté à ces cas.

3.3 La Proposition Technique et Financière pour les consommateurs et les distributeurs

Lorsque l'utilisateur souhaite une proposition précise pour le raccordement de son installation, il adresse alors à RTE une « demande de PTF » (Proposition Technique et Financière).

Pour être recevable, la demande de PTF doit être accompagnée des fiches de collecte de données de l'installation (cf. article 1.2) dûment complétées par l'utilisateur. Dès réception des données, RTE envoie à l'utilisateur un accusé de réception lui indiquant si sa demande est complète.

Dès lors que la totalité des données requises a été transmise par l'utilisateur, RTE réalise l'étude complète du raccordement (cf. article 2.1) et lui adresse sous 3 mois une PTF. Celle-ci propose le schéma de raccordement (cf. article 2.2) et les conditions techniques et financières de raccordement. De plus dans la PTF, RTE s'engage, sous certaines réserves, à ce que les coûts dans la convention de raccordement n'excèdent pas de plus de 15% les coûts présentés dans la PTF.

A réception de la PTF, le demandeur dispose d'un délai de 3 mois pour accepter la PTF, à défaut de quoi la PTF est caduque. Pour RTE, la PTF est considérée acceptée par l'utilisateur après réception d'un accord formel de l'utilisateur et encaissement de l'acompte de 10%. A réception de l'accord écrit de l'utilisateur sur la PTF, RTE émet donc une facture d'un montant de 10% du prix du raccordement. Ce n'est qu'après le paiement de cet acompte que la PTF est considérée comme définitivement acceptée et que RTE engage les démarches et études nécessaires au raccordement.

La PTF comporte l'estimation du coût des ouvrages qui sont nécessaires au raccordement de l'installation et qui sont à la charge du demandeur.

Document valide pour la période du 1^{er} mai 2013 à ce jour

3.4 La Convention de raccordement pour les consommateurs et les distributeurs

Une fois que l'utilisateur a accepté la PTF, et à l'issue des procédures administratives, concertations et études techniques détaillées, RTE et le propriétaire de l'installation, ou son mandataire, signent la convention de raccordement.

Les travaux de raccordement ne sont engagés par RTE qu'après la signature de cette convention et le paiement d'un nouvel acompte de 30%.

Cette convention précise en particulier :

- la consistance des ouvrages d'extension ;
- la description de l'installation à raccorder ;
- les coûts actualisés du raccordement (après études détaillées) ;
- le délai prévisible actualisé de réalisation des ouvrages de raccordement ;
- les limites de propriété ;
- les performances attendues de l'installation. A cet effet RTE formule ses exigences vis-à-vis des performances de l'installation lors de l'établissement de la convention de raccordement au travers de différents cahiers des charges (système de protection, comptage, et éventuellement dossier technique et téléconduite). Ces exigences concernent principalement le système de protection (cf. article 4.6), le système d'échanges d'informations (cf. article 4.7), le comptage (cf. article 4.8). Les différents cahiers des charges sont fournis après l'acceptation de la PTF et avant la signature de la convention de raccordement. RTE et les utilisateurs conviennent ensemble des délais de fourniture de ces cahiers des charges en fonction de leurs contraintes respectives.
- l'échéancier de paiement.

3.5 La convention d'exploitation / conduite pour les consommateurs et les distributeurs

Avant la mise sous tension du raccordement une convention d'exploitation est établie par RTE. Cette convention est signée par RTE et le titulaire du Contrat d'Accès au Réseau de Transport. Elle définit :

- les responsabilités de chaque acteur pour assurer une bonne insertion de l'installation dans le système électrique ;
- les règles d'exploitation et de conduite à respecter entre les acteurs pour assurer la sécurité des personnes, la sûreté des Installations, la sûreté de fonctionnement du système électrique, la continuité et la qualité de service.
- les relations entre les personnes ou les entités des acteurs pour assurer l'exploitation et la conduite de l'installation en cas de travaux ou d'incident sur l'installation ou le RPT.
- les conditions techniques du fonctionnement de l'installation, en régime normal et en régime d'incident ;
- les informations à échanger en prévisionnel, en temps réel et a posteriori, y compris avec les centres de conduite.

Documentation technique de référence

Chapitre 1 – Instruction des demandes de raccordement

**Procédure de traitement des demandes de raccordement des
installations de production d'électricité au réseau public de
transport**

Version 4 applicable à compter du 1^{er} mars 2013

23 [pages](#)

***Version approuvée par
la Commission de régulation de l'énergie le 31 janvier 2013***

SOMMAIRE

1	Objet du présent document.....	3
2	Les textes réglementaires relatifs aux règles techniques de raccordement	3
3	Champ d'application	4
4	Le raccordement d'une installation au RPT	5
4.1	Cadre général	5
4.2	À qui adresser sa demande ?	5
4.3	L'information mise à disposition des demandeurs	6
4.3.1	Informations publiées sur le site Internet de RTE	6
4.3.2	Informations données à l'issue d'une étude exploratoire.....	6
4.4	La demande de raccordement	7
4.4.1	L'étude approfondie et la Proposition d'Entrée en File d'Attente	7
4.4.2	La Proposition Technique et Financière (PTF).....	8
4.4.3	Modalités de prorogation des délais pour la réponse à une PEFA ou une PTF.....	9
5	La File d'attente	10
5.1	Dispositions particulières applicables aux procédures d'appel d'offres.....	10
5.2	Entrée d'un projet en File d'attente	11
5.3	Maintien d'un projet en File d'attente.....	11
5.4	Cas d'un projet dont l'une au moins des autorisations administratives fait l'objet d'un recours contentieux.....	12
5.5	Sortie d'un projet de la File d'attente	12
5.6	Restitution de sommes versées par le demandeur	13
6	La Convention d'Engagement de Performances.....	14
7	La Convention de raccordement	14
8	La Convention d'Exploitation et de Conduite.....	14
8.1	En période d'essais	14
8.2	A l'issue des essais	15
9	La modification du projet après acceptation de la PTF	15
10	Conditions d'adhésion à la procédure pour les projets disposant d'une PTF en cours de validité	15
10.1	PTF acceptée avant le 1 ^{er} juin 2010 et pour laquelle le demandeur n'a pas souhaité adhérer aux versions de la procédure mises en application depuis le 1 ^{er} juin 2010	16
10.2	PTF acceptée après le 1 ^{er} juin 2010 ou PTF acceptée avant le 1 ^{er} juin 2010 et pour laquelle le demandeur a adhéré à l'une des versions de la procédure mises en application depuis le 1 ^{er} juin 2010.....	16
10.3	Cas des projets en file d'attente disposant d'une Convention de raccordement.....	17
	Annexe 1 : Documents dont la fourniture est réputée attester de l'avancement d'un projet.....	18

1 Objet du présent document

Le présent document définit la procédure de traitement des demandes de raccordement des installations de production d'électricité au réseau public de transport d'électricité (RPT) conformément à son champ d'application (cf. paragraphe 3). Il indique :

- les échanges d'informations et de documents entre les demandeurs et RTE permettant d'élaborer une proposition de raccordement ;
- le principe de la File d'attente et ses règles de gestion ;
- l'information disponible sur la capacité théorique du réseau pour l'accueil en production ;
- les principes régissant les relations contractuelles entre les demandeurs et RTE pendant toute la durée du processus de raccordement.

La présente procédure a été approuvée par la Commission de régulation de l'énergie par une délibération en date du 31 janvier 2013.

2 Les textes réglementaires relatifs aux règles techniques de raccordement

RTE applique au raccordement des installations de production les principes généraux contenus dans les textes suivants :

- **Le décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006 modifié, approuvant le cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité (RPT)**
L'Etat, par avenant du 30 octobre 2008 à la convention du 27 novembre 1958, a concédé, jusqu'au 31 décembre 2051, le développement, l'entretien et l'exploitation du RPT à la société RTE EDF Transport¹ (avis relatif à la concession du RPT publié au *Journal officiel* du 18 décembre 2008).
Le cahier des charges de la concession du RPT annexé au 3^{ème} avenant à la convention du 27 novembre 1958, qui reprend intégralement la rédaction du cahier des charges type annexé au décret du 23 décembre 2006 précité, décrit, notamment dans son article 13, les modalités d'élaboration de la présente procédure et les sujets qui doivent y être traités.
- **Le décret n° 2008-386 du 23 avril 2008 modifié, relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement pour le raccordement d'installations de production aux réseaux publics d'électricité**
- **L'arrêté du 23 avril 2008, relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'électricité d'une installation de production d'énergie électrique**
- **L'arrêté du 6 juillet 2010 précisant les modalités du contrôle des performances des installations de production raccordées aux réseaux publics d'électricité en moyenne tension (HTA) et en haute tension (HTB)**

Ces textes définissent, notamment, les principes techniques applicables au raccordement au RPT des installations de production d'énergie électrique : modes de raccordement acceptables et performances à satisfaire par ces installations. La « *Documentation Technique de Référence* », prévue par ce décret et par l'article 35 du cahier des charges du RPT qui vient compléter ou préciser les textes réglementaires, est accessible sur le site Internet de RTE².

- **Le décret n° 2007-1280 du 28 août 2007, relatif à la consistance des ouvrages de branchement et d'extension des raccordements aux réseaux publics d'électricité**

¹ Depuis janvier 2012, la raison sociale de RTE a été modifiée en « RTE Réseau de Transport d'Electricité »

² Documentation Technique de Référence : http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_producteurs/mediatheque_client/offre.jsp
Procédure de traitement des demandes de raccordement des installations de production d'électricité au RPT
Version approuvée par la Commission de Régulation de l'Energie le 31 janvier 2013

Ce texte définit, notamment, pour un raccordement, les notions de branchement en basse tension et d'extension, que l'installation de production soit raccordée ou pas à son domaine de tension de raccordement de référence.

- **Le décret n° 2012-533 du 20 avril 2012 relatif aux schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables, prévus par l'article L. 321-7 du code de l'énergie**

Ce texte définit les modalités d'établissement des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables ainsi que les modalités financières pour le raccordement des installations de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables, d'une puissance installée supérieure à 36 kVA.

Par ailleurs, la présente procédure est encadrée par les textes suivants :

- **La délibération de la CRE du 11 juin 2009, portant communication sur les conditions d'approbation, le contenu et l'élaboration des procédures de traitement des demandes de raccordement au réseau public de transport d'électricité**

Ce texte précise les conditions d'approbation des projets qui sont soumis à la CRE, les orientations qu'elle souhaite voir suivre pour l'élaboration des procédures et le suivi de leur mise en œuvre.

- **La décision de la CRE du 7 avril 2004, sur la mise en place des référentiels techniques des gestionnaires de réseaux publics d'électricité**

3 Champ d'application

La présente procédure, disponible sur le site Internet de RTE³, s'applique, à compter du 1^{er} mars 2013 :

- Aux demandes de raccordement faites à compter de cette date pour des installations concernées par le décret et l'arrêté du 23 avril 2008 précités selon, le cas échéant, des précisions apportées par la Documentation Technique de Référence ;
- Aux demandes de raccordement d'installations de production en cours d'instruction à cette date et dont la date limite de remise de la proposition de raccordement par RTE au demandeur n'est pas échue ;
- Aux demandes de raccordement ou de modification du raccordement d'une installation de production qui n'est pas directement raccordée au réseau public de transport, conformément au décret précité.

Lorsque qu'un projet relève du Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables (S3REnR) conformément au décret n°2012-533 précité, il bénéficie de la capacité réservée par RTE en file d'attente dans les conditions de ce Schéma. Les conditions de demande, d'instruction et d'acceptation des propositions de raccordement ainsi que celles relatives à l'entrée et au maintien en file d'attente applicables à ces projets sont celles de la présente procédure, sans préjudice des dispositions du décret n°2012-533 précité.

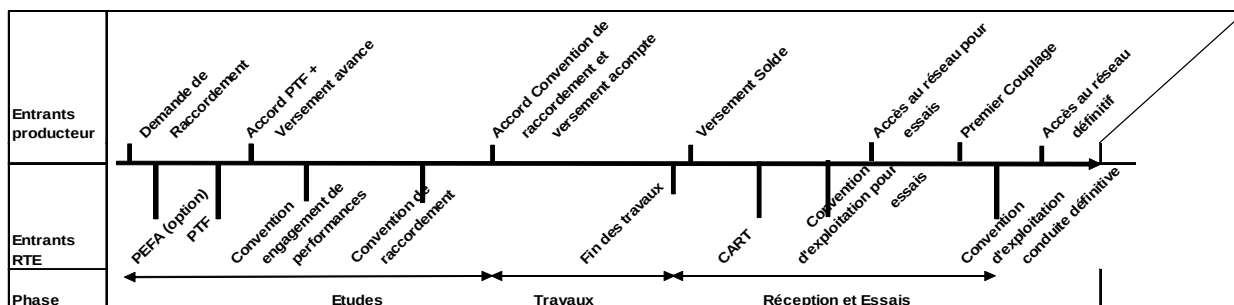
Lorsque la demande concerne une installation qui n'est pas directement raccordée au réseau, le demandeur peut être le responsable de l'installation de production mandaté par le consommateur directement raccordé au réseau. Les contrats et conventions relatifs à l'accès au réseau sont conclus entre RTE et le client directement raccordé au réseau.

³ Procédure : http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_producteurs/services_clients/production_pop.jsp
Procédure de traitement des demandes de raccordement des installations de production d'électricité au RPT
Version approuvée par la Commission de Régulation de l'Energie le 31 janvier 2013

4 Le raccordement d'une installation au RPT

4.1 Cadre général

Le raccordement d'une installation de production au RPT nécessite un certain nombre d'échanges entre le demandeur et RTE. La figure suivante illustre les principaux échanges qui doivent s'établir :



Le raccordement de l'installation est réalisé dans les conditions mentionnées dans la Documentation Technique de Référence en vigueur au moment de la demande. Il donne lieu :

- à une phase d'études dont l'objectif est de définir :
 - o les cahiers des charges des interfaces entre le demandeur et RTE ;
 - o les extensions nécessaires pour raccorder l'installation au réseau ;
 - o les coûts et délais de réalisation de ces extensions et les éventuelles limitations de fonctionnement de l'installation.
- à une phase de travaux, en général réalisés par une entreprise ou un groupement travaillant pour le compte de RTE. Ces travaux peuvent, également, être réalisés conformément à l'article L 342-2 du Code de l'énergie, après accord de RTE ;
- à une phase de réception de l'installation, sur la base d'essais définis par RTE compte tenu des prescriptions de l'arrêté du 23 avril 2008 précité.

Le volume des demandes de raccordement étant largement supérieur à la capacité d'accueil de production par le réseau public de transport ou par les réseaux publics de distribution, un dispositif de gestion et de réservation de l'attribution de la capacité a été mis en place ; il est dénommé système de « *File d'attente* » (cf. paragraphe 5 ci-après). Ce dispositif est géré conjointement par RTE, ERDF et certaines Entreprises Locales de Distribution ou certains Distributeurs Non Nationalisés.

4.2 À qui adresser sa demande ?

La demande de raccordement d'une installation de production dont la puissance maximale (« P_{max} ») est supérieure⁴ à 12 MW⁵, est adressée, par courrier recommandé avec avis de réception, à RTE à l'adresse qui figure sur son site Internet⁶. Toutefois, pour les Entreprises Locales de Distribution exploitant des réseaux HTB de distribution concernés, la demande devra leur être directement adressée.

La demande de raccordement des installations de puissance maximale inférieure ou égale à 12 MW est adressée au gestionnaire de réseau public de distribution territorialement compétent⁷.

Une demande de raccordement peut également être adressée au gestionnaire de réseau public de distribution territorialement compétent pour des installations de puissance comprise entre 12 et 17 MW, à titre

⁴ La puissance maximale de l'installation, suivant la définition de l'arrêté du 23 avril 2008 cité au §2.

⁵ La puissance maximale limite, pour le raccordement d'une installation de production en HTA, est fixée à 12 MW, conformément au I de l'article 4 de l'arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique

⁶ http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_producteurs/services_clients/P_raccorder_installation.jsp

⁷ Leurs adresses sont disponibles par exemple sur les sites Internet d'ERDF <http://www.erdfdistribution.fr/electricite-reseau-distribution-france/producteurs-d-electricite/nos-prestations/raccordement/vos-contacts-601570.html>, de l'ANROC <http://www.anroc.com/> et de l'ELE www.energie-locale.fr

dérogatoire, conformément au III de l'article 4 de l'arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'électricité en basse tension ou en moyenne tension d'une installation de production d'énergie électrique.

Pour les installations situées en dehors de la France métropolitaine continentale (Corse, DOM, Saint-Barthélemy, Saint-Martin et Saint-Pierre et Miquelon) et quelle que soit leur puissance, les demandes sont à adresser à EDF Systèmes Energétiques Insulaires⁸.

4.3 L'information mise à disposition des demandeurs

4.3.1 Informations publiées sur le site Internet de RTE

Préalablement à toute démarche auprès des gestionnaires de réseau, le demandeur peut consulter les informations mises à disposition sur le site Internet de RTE ; elles lui permettront d'évaluer, du point de vue de l'accès au réseau, la faisabilité de ses projets.

Ces informations, élaborées en collaboration avec Electricité Réseau Distribution France, et certaines Entreprises Locales de Distribution sont les suivantes :

- Capacité théorique d'accueil en production du Réseau Public de Transport définie au niveau de chaque poste électrique prenant en compte les projets en File d'attente⁹ (mise à jour trimestrielle) ;
- Somme des puissances actives des projets en File d'attente au poste électrique (mise à jour trimestrielle) ;
- Capacité théorique d'accueil en production au niveau de la transformation HTB/HTA du poste source, pour chaque poste électrique de transformation HTB/HTA (mise à jour annuelle).¹⁰
- La capacité réservée par poste (existant ou à créer) en application du décret n°2012-553 du 20 avril 2012 précité relatif aux schémas de raccordement au réseau des énergies renouvelables, à compter du dépôt par RTE du Schéma de raccordement auprès du Préfet de Région. L'information publiée distinguera notamment la capacité réservée immédiatement disponible et la capacité réservée après mise en service des créations et renforcements d'ouvrages prévus dans le Schéma de raccordement. L'information publiée précisera également le volume de la capacité affectée à des projets relevant des schémas de raccordement au réseau des énergies renouvelables.

En outre, RTE publie sur son site Internet un journal des mises à jour de ces informations.

4.3.2 Informations données à l'issue d'une étude exploratoire

Pour que le demandeur puisse établir une première estimation de son *business plan*, il peut demander à RTE une **étude exploratoire**¹¹ pour disposer rapidement d'une estimation de la faisabilité, du coût et du délai du raccordement de son installation. Cette demande d'étude est facultative.

Une demande d'étude exploratoire doit être accompagnée de la « *fiche D1* » de collecte de renseignements dûment remplie. Celle-ci fait partie de la Documentation Technique de Référence disponible sur le site Internet de RTE¹² (Chapitre 1, article 1.2, § 3.1). RTE dispose d'un délai de huit jours ouvrés pour signaler au demandeur toute pièce manquante ou information non renseignée dans les données fournies. Sans avoir à respecter ce délai, RTE signale au demandeur toute anomalie qu'il aura détectée dans les données qu'il aura reçues.

RTE procède à une étude sommaire de faisabilité technique du raccordement (coût, délai et schéma de raccordement associé). Sur le plan du fonctionnement du système électrique, l'étude exploratoire est limitée à l'examen d'éventuelles contraintes de transit. Si le raccordement implique des renforcements d'ouvrages pour permettre le fonctionnement de l'installation en toute circonstance à sa puissance maximale, la réponse fournit un ordre de grandeur du délai de réalisation correspondant.

⁸ L'adresse est disponible sur le site Internet d'EDF SEI <http://sei.edf.com>

⁹ Potentiels de raccordement

¹⁰ Cette information relève du GRD

¹¹ L'étude exploratoire correspond à la pré-étude de raccordement mentionnée au paragraphe 3.2 de l'annexe 1 de la communication de la CRE du 11 juin 2009.

¹² http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_producteurs/mediatheque_client/offre.jsp

RTE adresse au demandeur les résultats de l'étude exploratoire dans un délai de six semaines à compter de la réception de la demande complète.

Lorsque la demande de raccordement au RPT porte sur une installation dont la tension de raccordement de référence relève du domaine d'un gestionnaire de réseau public de distribution, RTE peut être amené, avant de démarrer l'étude, à examiner la demande en concertation avec ce gestionnaire de réseau, conformément à l'article 4 du décret n°2008-386 du 23 avril 2008.¹³ Dans ces conditions, le délai de réponse peut être supérieur à six semaines sans excéder trois mois.

Le cas échéant, RTE fournit des informations à dire d'expert sur d'éventuels problèmes techniques, causés notamment par l'apport de puissance de court-circuit de l'installation, la tenue de la tension ou la stabilité. Ces éventuelles contraintes seront examinées en détail au stade de l'étude approfondie ou de la proposition technique et financière (cf. plus bas).

Les résultats de l'étude font l'objet d'une présentation orale si le demandeur le souhaite. Les coûts annoncés sont des ordres de grandeur ; l'étude exploratoire ne constitue pas un devis et n'a pas valeur d'engagement.

4.4 La demande de raccordement

Le demandeur dispose de deux voies permettant de faire entrer son projet en File d'attente (cf. chapitre 5), selon le degré d'avancement de celui-ci :

- **Demander à RTE la réalisation d'une étude approfondie** : cette voie permet au demandeur qui n'a pas encore arrêté les détails de son projet d'évaluer, avec RTE, les conditions du raccordement. La réalisation d'une étude approfondie est particulièrement appropriée dans les cas où il faut :
 - o examiner différentes solutions de raccordement (par exemple, lorsqu'il y a plusieurs points de raccordement au réseau ou plusieurs tracés différents mais avec des conditions d'acceptabilité, des délais et coûts de réalisation différents) ;
 - o adapter la taille de l'installation selon la capacité d'accueil du réseau ou le délai de renforcement du réseau amont ;
 - o adapter la technologie de l'installation pour satisfaire aux exigences de RTE en termes de capacités constructives (courant de court-circuit, stabilité, ...).

Les modalités de réalisation de l'étude approfondie sont détaillées au paragraphe 4.4.1 ci-après.

L'étude approfondie est une étape facultative du processus de raccordement.

- **Demander à RTE une proposition technique et financière (PTF)** : cette voie permet au demandeur qui a arrêté les principales caractéristiques électriques de son installation de disposer d'un devis pour le raccordement de celle-ci.

Les modalités de réalisation de la PTF sont détaillées au paragraphe 4.4.2 ci-après.

La PTF est une étape obligatoire du processus de raccordement. Sa trame type est publiée dans la Documentation Technique de Référence (cf. chapitre 8.1).

4.4.1 L'étude approfondie et la Proposition d'Entrée en File d'Attente

L'étude approfondie a pour objectif de définir la solution de raccordement qui fera l'objet de la demande de PTF, sur la base de données plus élaborées que celles de l'étude exploratoire. Cela peut nécessiter plusieurs itérations entre RTE et le demandeur.

¹³ Décret n°2008-386 du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement pour le raccordement d'installations de production aux réseaux publics d'électricité

Le demandeur fournit à RTE ses données en utilisant les fiches D1 et D2 de collecte de données figurant dans la Documentation Technique de Référence (cf. chapitre 1, article 1.2, §3.2). RTE dispose d'un délai de huit jours ouvrés à compter de la réception de la demande pour signaler au demandeur toute pièce manquante ou information non renseignée dans les données fournies. Sans avoir à respecter ce délai, RTE signale au demandeur toute anomalie qu'il aura détectée dans les données qu'il aura reçues.

RTE dispose d'un délai de trois mois pour réaliser l'étude approfondie, à compter de la réception des données complètes. L'instruction de l'étude approfondie est conduite conformément à la Documentation Technique de Référence, notamment quant à :

- la nature des études à réaliser :
 - o définition des différentes possibilités de raccordement envisagées ;
 - o détermination des périodes et des volumes éventuels de limitation d'injection ;
 - o examen des contraintes électrotechniques, notamment le courant de court-circuit.
- la présence de points d'arrêt conduisant à la réorientation éventuelle des études

Les informations fournies par RTE dans une étude approfondie ont la valeur suivante :

- les coûts sont donnés à titre indicatif et ne constituent pas un devis ;
- les délais annoncés pour renforcer le réseau amont et lever ainsi les éventuelles limitations sont estimatifs ; ils n'engagent pas RTE ;
- les périodes et volumes de limitation d'injection indiqués ainsi que le réseau d'évacuation ont une validité de trois mois et constituent pendant cette période un engagement de RTE.

Les résultats de l'étude approfondie (coûts et délais de raccordement, limitations d'injection) sont adressés au demandeur, par courrier recommandé avec avis de réception, dans le cadre d'une Proposition d'Entrée en File d'Attente (PEFA). Ils font l'objet d'une présentation orale au demandeur si celui-ci le souhaite.

Le demandeur dispose d'un délai de trois mois pour accepter la PEFA à compter de sa date de réception. La signature de la PEFA permet de faire entrer le projet en File d'attente dans les conditions définies au paragraphe 5 ci-après. L'entrée du projet en File d'attente est subordonnée à la réalisation de l'ensemble de ces conditions. À défaut d'acceptation valide dans le délai précité, la PEFA devient caduque.

Lorsqu'il adresse les résultats de l'étude approfondie et la PEFA, RTE informe le demandeur de la date à laquelle il répondra à d'éventuelles demandes déjà formulées par des tiers (étude approfondie, PTF ou modification de PTF), si celles-ci sont susceptibles d'avoir un impact sur son projet. De manière symétrique, RTE informe le ou les demandeurs tiers, lorsqu'il leur remet une étude approfondie ou une PTF, qu'il existe un projet susceptible d'avoir un impact sur la même zone. RTE préserve la confidentialité des informations commercialement sensibles.

Lorsque RTE enregistre l'entrée en File d'attente d'un ou de plusieurs projets tiers ayant un impact sur le projet du demandeur, il en informe ce dernier. Les résultats de l'étude approfondie deviennent alors caducs ; dans les meilleurs délais, et dans le respect de la chronologie des demandes, RTE réalise une nouvelle étude approfondie et adresse au demandeur une nouvelle PEFA.

Le demandeur qui accepte la PEFA jointe à l'étude approfondie est tenu, sous un mois à compter de cette acceptation, de demander une PTF à RTE. Les caractéristiques de l'installation faisant l'objet de cette demande (identité du demandeur, énergie primaire, puissance installée) doivent être identiques à celles arrêtées par le demandeur et qui ont servi à l'établissement de la solution de raccordement retenue dans la PEFA. Une modification du point de livraison est acceptable si cette modification ne remet pas en cause la solution de raccordement. À défaut de respect des conditions précitées ou si la demande est incomplète, le projet est sorti de la File d'attente dans les conditions prévues au paragraphe 5.5 et la PEFA devient caduque.

4.4.2 La Proposition Technique et Financière (PTF)

La demande de PTF est une étape obligatoire du processus de raccordement. Elle doit être accompagnée des fiches D1 et D2 de collecte de données de l'installation de production, figurant dans la Documentation Technique de Référence (cf. chapitre 1, article 1.2, § 3.2), dûment remplies. RTE dispose d'un délai de huit jours

ouvrés à compter de la réception de la demande pour signaler au demandeur toute pièce manquante ou information non renseignée dans les données fournies. Sans avoir à respecter ce délai, RTE signale au demandeur toute anomalie qu'il aura détectée dans les données qu'il aura reçues.

À compter de la réception des données complètes, RTE dispose d'un délai standard de trois mois pour réaliser l'étude de raccordement et remettre la PTF. Ce délai peut être revu, avec l'accord du demandeur :

- à la baisse, si une étude approfondie a été réalisée et si le projet est entré en File d'attente ;
- à la hausse, notamment si l'étude se révèle particulièrement complexe, sans pouvoir excéder six mois.

À défaut d'accord entre le demandeur et RTE, un délai de trois mois s'applique.

La PTF a pour objectif d'établir avec précision, sur la base des données fournies par le demandeur, les conditions du raccordement : description technique, coûts et délais de réalisation maximums. La PTF présente le schéma de raccordement au réseau existant ainsi que la description du réseau d'évacuation.

La PTF précise, le cas échéant, les limitations temporaires d'injection qui peuvent s'appliquer à l'installation de production, leur volume maximal et le délai maximal ¹⁴au-delà duquel ces limitations ne pourront plus s'appliquer. La PTF engage RTE sur un montant maximal du coût du raccordement ainsi que sur le délai maximal ¹⁴de réalisation de l'extension.

RTE propose une solution de raccordement qui :

- respecte les règles prescrites par la réglementation et celles définies dans la Documentation Technique de Référence ;
- répond au meilleur coût à la demande du demandeur ;
- respecte au mieux le besoin exprimé par le demandeur en termes de délai, compte tenu des délais de réalisation des ouvrages.

La PTF est adressée au demandeur par courrier recommandé avec avis de réception.

RTE peut faire une présentation orale des éléments de la PTF au demandeur si celui-ci le souhaite.

Le demandeur dispose d'un délai de trois mois pour accepter la PTF à compter de sa date de réception. La PTF est réputée acceptée si, dans le délai précité, le demandeur :

- a retourné à RTE un exemplaire signé de la PTF ;
- A versé l'avance prévue au titre du coût des études selon l'échéancier mentionné dans la PTF ;
- a, sauf s'il est déjà entré en File d'attente par la signature d'une PEFA, satisfait aux conditions définies au paragraphe 5.

L'entrée du projet en File d'attente est subordonnée à la réalisation de l'ensemble de ces conditions.

À défaut d'acceptation valide dans le délai précité, la PTF devient caduque, ainsi que, le cas échéant, la PEFA.

Lorsqu'il adresse une PTF, RTE informe le demandeur de la date à laquelle il répondra à d'éventuelles demandes déjà formulées par des tiers (étude approfondie, PTF ou modification de PTF), si celles-ci sont susceptibles d'avoir un impact sur son projet. De manière symétrique, RTE informe le ou les demandeurs tiers, lorsqu'il leur remet une étude approfondie ou une PTF, qu'il existe un projet susceptible d'avoir un impact sur la même zone. RTE préserve la confidentialité des informations commercialement sensibles.

Lorsque RTE enregistre l'entrée en File d'attente d'un ou de plusieurs projets tiers ayant un impact sur le projet du demandeur, il en informe ce dernier. Les conditions de raccordement décrites dans la PTF du demandeur deviennent alors caduques ; dans les meilleurs délais, et dans le respect de la chronologie des demandes, RTE adresse au demandeur une nouvelle PTF.

¹⁴ Cet engagement est limité au cas où son respect relève de la responsabilité de RTE, conformément au III de l'article 13 du cahier des charges de concession du réseau public de transport d'électricité et selon les dispositions de la PTF.

4.4.3 Modalités de prorogation des délais pour la réponse à une PEFA ou une PTF

La validité d'une PEFA ou d'une PTF peut être prorogée pour une durée supplémentaire pouvant aller jusqu'à trois mois. La demande de prorogation doit parvenir à RTE par lettre recommandée avec avis de réception au moins 5 jours ouvrés avant l'échéance de validité de la PEFA ou de la PTF.

Cette durée de validité supplémentaire peut être inférieure à trois mois :

- soit lorsque RTE doit répondre à une demande (étude approfondie ou PTF), dont les conditions d'accueil sur le réseau public de transport dépendent du projet du demandeur : dans ce cas, RTE informe le demandeur de la durée de la prorogation. Cette durée est calculée par RTE de telle sorte qu'il dispose de dix jours ouvrés avant de remettre l'étude concurrente, une fois que le demandeur de la prorogation a notifié à RTE sa décision d'accepter ou non la PEFA ou la PTF ;
- soit lorsque RTE est saisi d'une demande (étude approfondie ou PTF), dont les conditions d'accueil sur le réseau public de transport dépendent du projet du demandeur, dans un délai de dix jours ouvrés après avoir accordé une prorogation de trois mois : la durée de la prorogation est alors ramenée à deux mois.

5 La File d'attente

Le temps de réalisation d'une installation de production est généralement plus court que celui de réalisation des renforcements du réseau public de transport nécessaires pour cette installation. Il s'ensuit que, si la capacité du réseau est insuffisante au moment où l'installation s'y raccorde, le réseau ne pourra pas évacuer la puissance maximale de l'installation en toutes circonstances.

Pour gérer les demandes de raccordement des installations de production sur une même zone, RTE et les gestionnaires de réseaux publics de distribution ont mis en place un dispositif de réservation de la capacité dit « *File d'attente* ». Sont également pris en compte dans la File d'attente, les projets de nouvelles interconnexions sollicitant une dérogation au titre de l'article 17 du règlement (CE) n°714/2009 du 13 juillet 2009¹⁵

L'ordre d'entrée en File d'attente suit la règle « *premier arrivé, premier servi* » sans préjudice des dispositions du décret n°2012-553 précité.

À l'entrée en File d'attente de l'installation est associée, le cas échéant, une durée maximale de limitation d'injection.

5.1 Dispositions particulières applicables aux procédures d'appel d'offres

Dans le cadre d'une procédure d'appel d'offres organisée en application des articles L 311-10 et suivants du code de l'énergie, et lorsque cette procédure permet de déterminer une puissance et une localisation, l'entrée en file d'attente se fait dans les conditions suivantes :

- a) **Réservation de capacité**
Dès que l'Etat, dans le cadre d'une procédure visée ci-dessus, rend publics les éléments de localisation géographique et de puissance, et au plus tard lors de la publication d'un avis au Journal officiel de l'Union européenne, RTE procède, eu égard à ces éléments, à la réservation de capacité. Il communique la liste des postes sur lesquels cette réservation est opérée, ainsi que le volume réservé par poste.
- b) **Modalités d'attribution de la capacité réservée et d'entrée en file d'attente, applicables à défaut de dispositions particulières définies dans le cahier des charges de l'appel d'offres :**
 - Le lauréat notifie sa désignation par l'autorité décisionnaire sans délai à RTE.

¹⁵ Conformément à la *Procédure de traitement des demandes de raccordement au réseau public de transport d'électricité des nouvelles interconnexions sollicitant une dérogation au titre de l'article 17 du règlement (CE) n°714/2009 du 13 juillet 2009*, notifiée le 2 mai 2012 à la Commission de régulation de l'énergie et publiée le 3 mai 2012 dans la DTR

- La capacité réservée est attribuée au projet lauréat à compter de l'acceptation par le lauréat de la PTF.
- Le document permettant l'entrée en file d'attente conformément au paragraphe 5.3 est celui formalisant la décision d'attribution prise par l'autorité décisionnaire.
- Le différentiel de capacité, entre la capacité réservée par RTE lors du lancement de l'appel d'offres par l'Etat et la capacité effectivement utilisée par le projet du lauréat, est remise à disposition.
- A défaut de demande de PTF dans le délai précité ou d'acceptation de la PTF dans le délai de validité de celle-ci¹⁶, RTE peut, en accord avec l'autorité décisionnaire, remettre cette capacité à disposition.
- En cas de défaillance du lauréat, dûment constatée par l'autorité décisionnaire, et en accord avec celle-ci, RTE peut réserver la capacité au bénéfice du lauréat suivant. Les conditions précédentes s'appliquent à celui-ci.

c) Insertion des projets dans le processus de raccordement

La demande de PTF du lauréat est traitée conformément aux dispositions de la présente procédure. En particulier, le demandeur est tenu au respect de l'examen annuel d'avancement de son projet.

5.2 Entrée d'un projet en File d'attente

L'entrée d'un projet en File d'attente est subordonnée à l'acceptation de la PEFA ou de la PTF dans les conditions de la présente procédure, sous condition complémentaire concomitante :

- soit de la **présentation de l'un des documents** cités en annexe 1 ;
- soit du **versement d'une somme forfaitaire** fixée en fonction de la puissance maximale (« P_{max} ») à 1 k€ par MW à installer. Les sommes sont versées sur un compte dédié tenu par RTE.

La date d'entrée en File d'attente est la date à laquelle il est satisfait à l'ensemble des conditions ci-dessus. Elle est notifiée par RTE au demandeur.

Le demandeur qui accepte une offre de raccordement d'une installation de production au RPT (PEFA ou PTF) ne peut, pour tout ou partie du même projet, avoir déjà accepté une offre de raccordement de RTE ou d'un autre gestionnaire de réseau. Si RTE constate qu'un demandeur a accepté une PEFA ou une PTF sur le RPT pour une installation de production pour laquelle il a également accepté, pour tout ou partie du même projet, une offre de raccordement sur le réseau d'un gestionnaire de réseau de distribution, RTE lui demande, sous huit jours calendaires, de préciser l'offre de raccordement qu'il souhaite conserver. A défaut, la PEFA ou la PTF devient caduque.

5.3 Maintien d'un projet en File d'attente

Jusqu'à la date du paiement du solde des travaux de raccordement, RTE soumet chaque projet en File d'attente à un examen annuel de maintien en File d'attente. Cet examen a lieu à la date anniversaire de l'entrée du projet en File d'attente ou, le cas échéant à la date définie dans l'avenant portant adhésion à la procédure.

Le maintien du projet en File d'attente est acquis si, au plus tard à la date de l'examen annuel :

- soit le demandeur a fourni à RTE un des documents indiqués en annexe 1, à la double condition qu'il soit valide le jour de sa présentation et ait été établi au cours des 12 mois précédant la date de l'examen annuel ;
- soit le demandeur a versé, au cours des 12 mois précédant la date de l'examen annuel la somme forfaitaire calculée conformément au paragraphe 5.2.

Le demandeur est responsable du respect des conditions permettant le maintien en File d'attente. Si, à la date de l'examen annuel, le demandeur n'a pas satisfait à l'une des conditions précitées, RTE le met en demeure par lettre recommandée avec avis de réception de s'y conformer dans un délai de 15 jours calendaires.

Si, en cours de processus de raccordement, RTE annonce un retard dans le délai de raccordement spécifié dans la PEFA, la PTF (cf. paragraphe 4.4.2) ou la Convention de Raccordement (cf. paragraphe 7), la date de l'examen annuel suivant cette annonce est décalée d'une durée égale au retard annoncé par RTE.

¹⁶ La durée de validité de la PTF peut être prorogée pour tenir compte des dispositions particulières du cahier des charges de l'appel d'offres.

5.4 Cas d'un projet dont l'une au moins des autorisations administratives fait l'objet d'un recours contentieux

Si le projet du demandeur fait l'objet d'un recours contentieux concernant l'une au moins des autorisations administratives (permis de construire, autorisation d'exploiter, etc...) nécessaires à la réalisation de son projet, le demandeur peut décider d'abandonner son projet. Dans ce cas, il le notifie à RTE : RTE met fin au processus de raccordement, la PTF est réputée caduque et le projet est sorti de la File d'attente.

Dans le cas où le demandeur souhaite surseoir à la réalisation de son raccordement compte tenu des risques pour son projet liés au recours contentieux, il en informe RTE par lettre recommandée avec avis de réception dans les meilleurs délais. A compter de la réception de cette information par RTE :

- RTE et le demandeur conviennent sous un mois, dans le cadre d'un avenant à la PTF, des modalités de maintien du projet en file d'attente, de la révision des conditions de réalisation du raccordement (suspension temporaire de l'instruction du raccordement par RTE et révision du planning, recalage des coûts et de l'échéancier de paiement, conditions de reprise de l'instruction par RTE)
- Pendant la phase de suspension temporaire de l'instruction du raccordement, le projet du demandeur est maintenu en File d'attente sans application des dispositions de l'article 5.3
- A compter de la date de signature de l'avenant précité, le demandeur informe RTE a minima tous les six mois de l'état d'avancement des procédures en cours. En cas de décision favorable à son projet lui permettant d'en poursuivre la réalisation, il en informe RTE dans un délai maximum de 8 jours calendaires à compter de la date à laquelle la décision lui a été notifiée. Sous un mois, à compter de la réception de cette information, RTE propose au demandeur un avenant précisant les modalités de reprise de l'instruction du raccordement. A compter de la signature de l'avenant par le demandeur, qui doit intervenir au plus tard dans les 15 jours calendaires suivant l'envoi par RTE, les dispositions de l'article 5.3 s'appliquent et RTE reprend l'instruction du raccordement du projet. La date de l'examen annuel est inchangée.
- La suspension de l'instruction ne pourra excéder une durée maximale de deux ans à compter de la date de signature de l'avenant visé au 1^{er} point ci-dessus. Si aucune décision administrative ou judiciaire n'est intervenue dans cette période, permettant au demandeur de poursuivre la réalisation de son projet, le demandeur peut, au plus tard un mois avant l'échéance du délai de deux ans, demander une éventuelle prorogation de la suspension. En tout état de cause, si les parties se mettent d'accord sur une telle prorogation, celle-ci ne pourra pas excéder une durée maximale d'un an. A l'issue de la période de suspension, le demandeur est tenu de respecter les dispositions du paragraphe 5.3.

5.5 Sortie d'un projet de la File d'attente

Un projet est considéré comme n'étant plus en File d'attente dans les cas suivants :

- a. si, sur son initiative, le demandeur informe RTE de l'abandon de son projet par écrit ;
- b. si le demandeur n'a pas demandé une PTF conforme aux hypothèses ayant conduit à l'établissement de la solution de raccordement retenue dans la PEFA, un mois au plus tard après l'acceptation de la PEFA (cf. paragraphe 4.4.1) ;
- c. si, à la date limite de validité de la PTF, le demandeur entré en File d'attente par une PEFA, n'a pas accepté la PTF dans les conditions définies au paragraphe 4.4.2 de la présente procédure ;
- d. si le demandeur ne justifie pas, à la date de l'examen annuel, du maintien de son projet en File d'attente par l'un des deux moyens prévus au paragraphe 5.3. ;
- e. si la Convention de Raccordement n'est pas acceptée selon les dispositions prévues au § 7. RTE notifie à la CRE les sorties de file d'attente qu'il observe pour ce motif ;

- f. si le projet se voit apporter une modification identifiée au paragraphe 9 de la présente procédure comme faisant perdre à un projet sa place en File d'attente ;
- g. si l'installation n'a pas injecté de puissance sur le RPT au plus tard deux ans après la mise à disposition des ouvrages de raccordement nécessaires à l'évacuation de sa production, sauf dans les cas où un délai plus long a été justifié par le producteur. Ce délai est alors contractualisé dans la PTF ou la Convention de Raccordement ou dans le cadre d'un avenant à la PTF ou à la Convention de raccordement ;
- h. si le lauréat d'une procédure visée au §5.1 ne signe pas avec RTE une PTF.

La sortie d'un projet de la File d'attente rend caduc tout document contractuel relatif au raccordement de l'installation. RTE informe chaque demandeur dans les cas b à g ci-dessus qu'il a été mis fin au traitement de leur demande de raccordement.

Dans tous ces cas, la capacité d'accueil du Réseau Public de Transport est remise à disposition d'autres projets. En priorité, RTE propose de modifier par avenant les PEFA ou PTF des projets pour lesquels la sortie de la File d'attente permet de proposer des conditions de raccordement plus favorables aux demandeurs, dans l'ordre de leur entrée en FA, pour les PEFA et PTF qui ont été acceptées et dans l'ordre de leur émission, pour les PEFA et PTF qui n'ont pas été acceptées.

Un projet est réputé ne plus être en file d'attente à compter de la date de signature par le demandeur de la Convention d'Exploitation Conduite définitive.

Les modalités de sortie de File d'attente des projets à raccorder sur des réseaux publics de distribution sont de la responsabilité du gestionnaire du réseau concerné.

5.6 Restitution de sommes versées par le demandeur

Les sommes versées pour l'entrée ou le maintien en File d'attente sont restituées par RTE au demandeur uniquement dans les cas suivants :

- si le coût de raccordement indiqué dans la PTF dépasse de plus de 20 % celui estimé dans l'étude approfondie et que, en conséquence, le demandeur ne donne pas suite à sa demande de raccordement, la somme forfaitaire éventuellement versée par le demandeur à la signature de la PEFA lui est restituée ;
- si le délai de raccordement indiqué dans la PTF dépasse de plus de douze mois celui estimé dans l'étude approfondie et que, en conséquence, le demandeur ne donne pas suite à sa demande de raccordement, la somme forfaitaire éventuellement versée par le demandeur à la signature de la PEFA lui est restituée ;
- si le demandeur fournit dans la période d'instruction et de réalisation de son projet l'un des documents mentionnés à l'annexe 1, la dernière somme forfaitaire annuelle versée à RTE lui est restituée ;
- si le demandeur renonce au raccordement de son projet du fait d'une cause étrangère qui ne peut lui être imputée (comme l'annulation d'une autorisation administrative nécessaire à la réalisation de son projet) ;
- au moment de la signature par le demandeur de la Convention d'Exploitation et de Conduite définitive, l'intégralité des sommes forfaitaires annuelles est restituée au demandeur.

Les sommes mentionnées ci-dessus font l'objet d'une rémunération, versée par RTE au moment de la restitution de ces sommes, calculée au taux Eonia¹⁷.

Les sommes forfaitaires définitivement conservées par RTE, ainsi que leur rémunération, viendront minorer les charges à couvrir par le tarif d'utilisation du réseau public de transport d'électricité.

Symétriquement, dans le cas où le projet ne va pas à son terme, les éventuels coûts échoués liés aux études et aux travaux de renforcements du réseau amont viendront majorer les charges à couvrir par le tarif.

Ces montants sont pris en compte via le Compte de Régulation des Charges et des Produits (CRCP) lors des évolutions annuelles de ce tarif.

¹⁷ Euro OverNight Index Average. L'intérêt est calculé jour par jour sur la période allant du lendemain de la date d'encaissement de la somme forfaitaire par RTE à la date de l'évènement justifiant le remboursement.

6 La Convention d'Engagement de Performances

La Convention d'Engagement de Performances a pour objet de déterminer les conditions techniques et juridiques relatives aux performances techniques de l'installation de production au moment de sa mise en service et tout au long de son exploitation. Elle précise les étapes de la mise en exploitation et des essais.

Un projet de cahier des charges des capacités constructives, conforme au cahier des charges type publié dans la DTR – article 8.3, est adressé au demandeur dans un délai de trois mois après l'acceptation de la PTF.

Le délai standard pour l'envoi de la Convention d'Engagement de Performances, incluant l'ensemble des cahiers des charges techniques, est de 6 mois après l'acceptation de la PTF. Ce délai peut être revu avec l'accord du demandeur.

La trame type de cette convention est disponible au chapitre 8 – Article 8.2 de la Documentation Technique de Référence.

7 La Convention de raccordement

La Convention de raccordement est le document contractuel établi postérieurement à la PTF dont l'objet est, sur la base du résultat des études détaillées et des autorisations nécessaires, de déterminer les conditions techniques, juridiques et financières du raccordement.

Dès l'acceptation de la PTF, RTE engage les études techniques détaillées, les procédures administratives et les étapes de concertation nécessaires au raccordement du projet d'installation de production. RTE transmet au demandeur un projet de Convention de raccordement à une date compatible avec la date de mise en service prévisionnelle de l'installation de production et au plus tard dans les six mois qui suivent la fin des procédures administratives.

L'acceptation de la Convention de raccordement doit intervenir avant le commencement des travaux de raccordement.

La Convention de raccordement doit être acceptée par le demandeur dans un délai de trois mois à compter de sa date de réception.

Si, à l'issue du délai de trois mois, le demandeur n'a pas accepté la Convention de raccordement, RTE le met en demeure, par lettre recommandée avec avis de réception, d'accepter la Convention de raccordement sous 15 jours calendaires si le demandeur souhaite donner suite à la proposition de RTE. À défaut d'acceptation par le demandeur, cette Convention est considérée comme caduque. Il est alors mis fin au traitement de la demande de raccordement et le projet est sorti de la File d'attente (cf. point e) du paragraphe 5.5).

La Convention de raccordement engage RTE en termes de coûts, de délais et de description du réseau d'évacuation. Elle confirme également les éventuelles limitations ainsi que la durée maximale nécessaire à leur levée.

La trame type de cette Convention est disponible au chapitre 8 – Article 8.4 de la Documentation Technique de Référence.

8 La Convention d'Exploitation et de Conduite

8.1 En période d'essais

La Convention d'Exploitation et de Conduite en période d'essais précise les relations d'exploitation et de conduite entre RTE et le demandeur pendant la période d'essais de l'installation. Cette convention est établie

avant la mise en service du raccordement pour la période d'essais. Elle est établie pour une durée déterminée et peut être prorogée sous réserve de l'accord de RTE.

8.2 A l'issue des essais

Une Convention d'Exploitation et de Conduite définitive est établie à l'issue des essais de l'installation de production lorsque les essais sont déclarés conformes par RTE. Elle a pour objet de définir les modalités d'exploitation et de conduite de l'installation et les modalités d'échange d'informations entre RTE et l'exploitant de l'installation.

La trame type de cette Convention est disponible au chapitre 8 – Article 8.6 de la Documentation Technique de Référence.

9 La modification du projet après acceptation de la PTF

Une fois la PTF acceptée, le demandeur est tenu de notifier à RTE toute modification des informations ayant servi à l'établissement de la PTF, qu'il s'agisse d'éléments d'ordre technique (caractéristiques techniques de son projet, planning de réalisation,...) ou d'ordre juridique. Selon le degré d'avancement de l'instruction de la demande de raccordement, ces modifications peuvent donner lieu à un avenant à la PTF ou être prises en compte dans la Convention de raccordement.

Le demandeur peut également demander à RTE une étude complémentaire.

Les modifications suivantes ne donnent pas lieu à une étude complémentaire, font perdre à un projet sa place en File d'attente et requièrent du demandeur de recommencer le processus de raccordement :

- changement de producteur (personne morale signataire des contrats, hormis les cas prévus à l'article « Cession » de la PTF – cf. chapitre 8 – Article 8.1 de la Documentation Technique de Référence) ;
- modification de la source d'énergie primaire, sauf s'il s'agit d'un changement de combustible qui ne remet pas en cause de manière significative les caractéristiques électrotechniques de l'installation de production, définies dans les fiches de collecte de données ayant servi à l'élaboration de la proposition technique et financière ;
- modification de l'installation impliquant une modification du point de raccordement au réseau existant.

Si la modification est limitée à une augmentation de la puissance installée, le projet initial conserve sa place en File d'attente pour le volume prévu dans la PTF initiale et l'augmentation est considérée comme un projet complémentaire auquel s'appliquent les règles définies au paragraphe 5.

L'étude complémentaire précitée est facturée par RTE au coût réel après acceptation par le demandeur d'un devis établissant le coût et les délais de réalisation de cette étude.

Le demandeur dispose d'un mois, à compter de la remise de l'étude par RTE, pour préciser à RTE sa décision suite aux résultats de l'étude :

- Soit, il confirme la modification de son projet et il demande à RTE de formaliser les modifications dans un avenant à la PTF ; dans ce cas, RTE dispose de deux mois pour adresser au demandeur un avenant à la PTF.
- Soit, il ne donne pas suite aux études menées par RTE : dans ce cas, RTE continue l'instruction du raccordement dans le cadre de la PTF.

10 Conditions d'adhésion à la procédure pour les projets disposant d'une PTF en cours de validité

Tout titulaire d'une PTF acceptée antérieurement à l'entrée en vigueur de la présente procédure peut adhérer à celle-ci dans les conditions suivantes.

Dans un délai de quinze jours à compter de la date d'entrée en vigueur de la présente procédure, RTE informe les titulaires d'une PTF en cours de validité, de l'entrée en vigueur de la nouvelle procédure et des conditions leur permettant d'y adhérer.

Si l'entrée en vigueur de la présente procédure intervient avant la remise de la PTF qui fait suite à une PEFA, la PTF est établie dans le cadre de la présente procédure.

10.1 PTF acceptée avant le 1^{er} juin 2010¹⁸ et pour laquelle le demandeur n'a pas souhaité adhérer aux versions de la procédure mises en application depuis le 1^{er} juin 2010

Un titulaire de PTF qui souhaite adhérer à la nouvelle procédure doit en faire la demande auprès de RTE par courrier recommandé avec avis de réception.

Dans un délai qui ne peut excéder trois mois à compter de la réception par RTE de la demande d'adhésion du titulaire de la PTF, RTE lui adresse un avenant à la PTF, précisant notamment :

- le coût actualisé du raccordement ;
- les délais actualisés de mise en service des ouvrages de raccordement ;
- le cas échéant, RTE peut proposer une solution de raccordement différente de celle définie dans la PTF initiale, notamment si le coût d'une nouvelle solution de raccordement est inférieur au coût actualisé de la solution initiale ;
- le montant et les modalités de règlement de l'avance à verser au titre des études conformément au paragraphe 4.4.2, en tenant compte des sommes déjà versées ;
- la date de l'examen annuel à laquelle les éléments prévus au paragraphe 5.3 doivent être apportés à RTE. Cette date correspond à la date de signature par RTE de l'avenant.

Le demandeur retourne à RTE, sous deux mois, l'avenant signé accompagné du paiement des sommes dues et de l'un des éléments visés au paragraphe 5.3.

L'adhésion à la présente procédure est acquise à la date de réception de l'intégralité de ces éléments par RTE, dans un délai de deux mois à compter de la signature de l'avenant par RTE. A défaut, le projet est sorti de la File d'attente et les sommes versées sont restituées au demandeur, déduction faite des frais déjà engagés par RTE.

10.2 PTF acceptée après le 1^{er} juin 2010 ou PTF acceptée avant le 1^{er} juin 2010 et pour laquelle le demandeur a adhéré à l'une des versions de la procédure mises en application depuis le 1^{er} juin 2010

Un titulaire de PTF qui souhaite adhérer à la nouvelle procédure doit en faire la demande auprès de RTE par courrier recommandé avec avis de réception.

- a. Pour les installations de production dont le calendrier de réalisation tel qu'il figure dans la PTF n'a pas évolué, RTE adresse au demandeur, dans un délai qui ne peut excéder un mois à compter de la réception par RTE de la demande d'adhésion du titulaire de la PTF, un avenant à la PTF précisant la date d'adhésion à la présente procédure.

Le demandeur retourne à RTE, sous un mois, l'avenant signé.

- b. Pour les installations de production dont le calendrier de réalisation tel qu'il figure dans la PTF a évolué, RTE adresse au demandeur dans un délai qui ne peut excéder trois mois à compter de la réception par RTE de la demande d'adhésion du titulaire de la PTF, un avenant à la PTF, précisant :

- les délais actualisés de mise en service des ouvrages de raccordement ;

¹⁸ Date d'entrée en vigueur de la première version de la procédure de raccordement des installations de production, approuvée par la CRE

et le cas échéant :

- une solution de raccordement différente de celle définie dans la PTF, notamment si le coût d'une nouvelle solution est inférieur au coût actualisé de la solution initiale ;
- le coût actualisé du raccordement ;
- le montant actualisé et les modalités de règlement de l'avance à verser au titre des études conformément au paragraphe 4.4.2, en tenant compte des sommes déjà versées.

Le demandeur retourne à RTE, sous deux mois, l'avenant signé et accompagné, le cas échéant, du paiement des sommes dues.

Le demandeur est tenu au respect des dispositions de la procédure à laquelle la PTF est liée jusqu'à cette date d'adhésion.

La date de l'examen annuel de maintien en File d'attente n'est pas modifiée lors de l'application du présent paragraphe 10.2.

10.3 Cas des projets en file d'attente disposant d'une Convention de raccordement

Les titulaires de projets en file d'attente disposant d'une Convention de raccordement, acceptée antérieurement à l'entrée en vigueur de la présente procédure, peuvent adhérer à celle-ci dans les conditions suivantes :

- Dans un délai de quinze jours à compter de la date d'entrée en vigueur de la présente procédure, RTE les informe de la mise en application de la nouvelle procédure et des conditions leur permettant d'y adhérer ;
- Le titulaire d'une Convention de raccordement qui souhaite adhérer à la nouvelle procédure doit en faire la demande auprès de RTE par courrier recommandé avec avis de réception ;
- RTE adresse au demandeur, dans un délai qui ne peut excéder un mois à compter de la réception par RTE de la demande d'adhésion du titulaire de la Convention de raccordement, un avenant à la Convention de raccordement précisant la date d'adhésion à la présente procédure.
- Le demandeur retourne à RTE, sous un mois, l'avenant signé.

La date de l'examen annuel de maintien en File d'attente n'est pas modifiée lors de l'application du présent paragraphe 10.3.

Annexe 1 : Documents dont la fourniture est réputée attester de l'avancement d'un projet

(cf. paragraphe 5.1)

Le principe général est que chaque document de la liste ne peut être présenté qu'une seule fois dans le cadre du raccordement d'un projet :

- Les documents ci-après doivent correspondre à un jalon identifié dans les différentes étapes du projet dans le cadre des études, des démarches administratives et des travaux.
- Certains documents de même nature peuvent être utilisés plusieurs fois s'ils correspondent bien à un jalon d'avancement du projet.

1. Lorsque le projet est en phase d'étude et qu'aucune procédure administrative n'est engagée, le demandeur peut attester de l'avancement de son projet en produisant l'un des documents suivants :

- Attestation du paiement par le demandeur d'une étude d'impact ou d'une étude thématique nécessaire à la constitution d'une étude d'impact
- Attestation du paiement par le demandeur d'une étude de danger pour les ICPE, le cas échéant
- Attestation de paiement d'une commande d'un rapport préliminaire de sûreté conformément au décret n°2007-1557 modifié
- Attestation de paiement d'une commande d'une étude de maîtrise des risques conformément au décret n°2007-1557 modifié

Les études visées ci-dessus sont réalisées par un tiers indépendant du demandeur du raccordement ou par l'ingénierie interne du demandeur. Dans ce dernier cas, ces études seront prises en compte par RTE pour la justification de l'avancement d'un projet si le demandeur peut démontrer qu'elles ont été jugées recevables par les organismes pour lesquelles elles ont été réalisées.

La présentation d'une étude thématique nécessaire à la constitution d'une étude d'impact vaut présentation de l'étude d'impact.

2. Lorsque le demandeur a engagé les démarches administratives nécessaires à la réalisation du projet d'installation de production, il peut attester de l'avancement de celui-ci en produisant l'un des documents figurant dans la liste suivante (cf. paragraphe 5.3)

Le document doit être valide à la date de sa présentation à RTE et avoir été établi au cours des 12 mois précédant la date anniversaire de maintien en file d'attente.

Documents admis au titre d'un appel d'offres (décret n°2002-1434 du 4 décembre 2002 modifié relatif à la procédure d'appel d'offres pour les installations de production d'électricité)

- Notification du Ministre chargé de l'énergie avisant le producteur que son offre est retenue

Documents admis au titre de la procédure Permis de construire

- Récépissé de la demande de Permis de construire
- Notification du délai d'instruction de la demande de Permis de construire
- Décision de désignation du commissaire-enquêteur par le Président du Tribunal administratif
- Arrêté préfectoral d'ouverture et d'organisation de l'enquête publique
- Avis d'ouverture de l'enquête publique
- Rapport et conclusions du commissaire-enquêteur
- Attestation de la transmission au préfet du dossier de l'enquête avec le rapport et les conclusions du commissaire-enquêteur
- Arrêté préfectoral accordant le Permis de construire
- Certificat d'affichage de l'arrêté préfectoral accordant le Permis de construire
- Récépissé de la demande de Permis de construire modificatif ou de Transfert du permis de construire

- Arrêté préfectoral accordant le Transfert du Permis de construire
- Notification du délai d'instruction de la demande de Permis de construire modificatif
- Décision de désignation du commissaire-enquêteur par le Président du Tribunal administratif pour le Permis de construire modificatif
- Arrêté préfectoral d'ouverture et d'organisation de l'enquête publique pour le Permis de construire modificatif
- Avis d'ouverture de l'enquête publique pour le Permis de construire modificatif
- Rapport et conclusions du commissaire-enquêteur
- Décision du commissaire-enquêteur de proroger la durée de l'enquête pour le Permis de construire modificatif
- Attestation de la transmission au préfet du dossier de l'enquête avec le rapport et les conclusions du commissaire-enquêteur pour le Permis de construire modificatif
- Arrêté préfectoral accordant le Permis de construire modificatif
- Certificat d'affichage de l'arrêté préfectoral accordant le Permis de construire modificatif

Documents admis au titre de la procédure ICPE (procédure de déclaration)

- Récépissé de déclaration d'un dossier conforme
- Arrêté portant prescription générale de fonctionnement de l'installation

Documents admis au titre de la procédure ICPE (procédure d'enregistrement)

- Attestation de dépôt d'un dossier de demande d'enregistrement
- Certificat d'affichage de l'avis d'information relatif à la demande d'enregistrement
- Arrêté d'enregistrement

Documents admis au titre de la procédure ICPE (procédure d'autorisation)

- Récépissé de dépôt de demande d'autorisation ICPE
- Attestation de la transmission par le Préfet d'un dossier conforme au Président du Tribunal Administratif (TA)
- Désignation d'un Commissaire enquêteur par le Président du Tribunal Administratif
- Arrêté d'ouverture de l'enquête publique
- Certificat du maire des communes concernées certifiant l'affichage de l'avis d'enquête publique
- Convocation du demandeur par le commissaire enquêteur après la clôture de l'enquête publique
- Attestation de l'envoi par le commissaire enquêteur de son rapport et de ses conclusions au Préfet
- Attestation de l'envoi par le Préfet du rapport et des conclusions du commissaire enquêteur au président du TA et aux maires des communes concernées
- Attestation de l'envoi du dossier (enquête publique, avis des maires et des Services) à l'inspection des installations classées
- Attestation de la transmission du rapport de l'inspection des installations classées au conseil départemental de l'environnement et des risques sanitaires et technologiques saisi par le préfet
- Attestation de réception par le demandeur de l'exemplaire des propositions de l'inspection des installations classées
- Attestation de réception par le demandeur du projet d'arrêté préfectoral statuant sur la demande
- Arrêt motivé du préfet fixant un nouveau délai pour statuer sur la demande
- Arrêté préfectoral statuant sur la demande d'autorisation ICPE

Documents admis au titre de la procédure d'autorisation d'occupation du domaine public maritime (Décret 2004-308 du 29 mars 2004 relatif aux concessions d'utilisation du domaine public maritime en dehors des ports)

- Attestation de dépôt d'un dossier conforme de demande de concession
- Attestation de la consultation du préfet maritime par le préfet ayant reçu la demande de concession
- Attestation de la publication de l'avis de publicité préalable engagée par le préfet
- Attestation de l'ouverture d'une instruction administrative conduite par le service gestionnaire du domaine public maritime
- Avis du directeur des services fiscaux recueilli par le service gestionnaire du domaine public maritime
- Avis de la commission nautique locale ou de la grande commission nautique
- Avis du préfet maritime joint au dossier soumis à consultation
- Avis des communes et EPCI concernés

- Attestation de la transmission par le service gestionnaire du domaine public maritime du dossier d'instruction au préfet avec le projet de convention
- Attestation de la saisine, par le préfet, du président du TA en vue de la désignation d'un commissaire enquêteur ou d'une commission d'enquête
- Attestation de désignation d'un commissaire enquêteur ou d'une commission d'enquête
- Certificat d'affichage de l'avis d'information relatif à l'enquête publique
- Arrêté préfectoral d'ouverture de l'enquête publique
- Décision du commissaire enquêteur ou de la commission d'enquête de proroger de délai de l'enquête
- Rapport du commissaire enquêteur ou de la commission d'enquête et observations recueillies
- Avis du préfet
- Attestation de la transmission du dossier du commissaire enquêteur ou de la commission d'enquête (rapport et conclusions) au préfet ou au sous préfet
- Attestation de la transmission par le préfet du dossier du commissaire enquêteur ou de la commission d'enquête au président du TA et aux maires des communes concernées
- Arrêté préfectoral approuvant la convention d'occupation du domaine public maritime
- Convention d'occupation du domaine public maritime

Documents admis au titre de la procédure d'autorisation au titre de l'article L 214-2 et suivants du code de l'environnement (Loi sur l'eau)

- Récépissé de dépôt de la demande d'autorisation Loi sur l'eau
- Décision de désignation du commissaire-enquêteur par le Président du Tribunal administratif
- Arrêté préfectoral d'ouverture et d'organisation de l'enquête publique
- Avis d'ouverture de l'enquête publique
- Rapport et conclusions du commissaire enquêteur
- Décision du commissaire-enquêteur de proroger la durée de l'enquête publique
- Attestation de la transmission au préfet du dossier de l'enquête avec le rapport et les conclusions du commissaire-enquêteur
- Avis du Conseil départemental de l'environnement et des risques sanitaires et technologiques : (CODERST)
- Projet d'arrêté statuant sur la demande porté par le Préfet à la connaissance du pétitionnaire
- Arrêté préfectoral accordant l'autorisation Loi sur l'eau

Documents admis au titre de la procédure de concession hydroélectrique (décret n° 94-894 du 13 octobre 1994 modifié, relatif à la concession et à la déclaration d'utilité publique des ouvrages utilisant l'énergie hydraulique)

- Information du pétitionnaire par l'autorité compétente qu'elle donne une suite favorable à la lettre d'intention conformément à l'article 2-3 du décret n° 94-894
- Avis de l'autorité compétente que le demandeur est admis à présenter une offre conformément à l'article 2-5 du décret n° 94-894
- Attestation de la participation du demandeur à la phase de dialogue prévue à l'article 2-8 du décret n° 94-894
- Attestation de réception par le demandeur d'une invitation à remettre une offre conformément à l'article 2-9 du décret n° 94-894
- Accusé de réception du dossier de réception de la demande de concession délivré par l'autorité compétente
- Attestation de la désignation par l'autorité compétente du candidat dont la demande sera instruite
- Attestation du dépôt d'un dossier de demande de concession conforme
- Attestation du dépôt d'un dossier d'enquête publique par le pétitionnaire conformément aux articles 8 et 18 du décret n° 94-894
- Attestation de la réalisation des opérations de publicité conformément aux articles 9 et 18-1 du décret n° 94-894
- Attestation de transmission du dossier d'enquête publique aux conseils municipaux conformément à l'article 10 du décret n° 94-894
- Attestation de transmission du dossier d'enquête publique aux conseils généraux et régionaux conformément aux articles 12 et 13 du décret n° 94-894

- Attestation de saisine par le préfet du président du TA en vue de la désignation d'un commissaire enquêteur
- Attestation de désignation d'un commissaire enquêteur
- Certificat d'affichage de l'avis d'information relatif à l'enquête publique
- Arrêté préfectoral d'ouverture de l'enquête publique
- Rapport du commissaire enquêteur et observations recueillies
- Avis du préfet
- Décision du commissaire enquêteur de proroger le délai de l'enquête
- Attestation de la transmission au préfet (ou au sous-préfet) du dossier du commissaire enquêteur (rapport et conclusions)
- Attestation de la transmission par le préfet du dossier au président du TA et aux maires des communes concernées
- Attestation de la transmission, par le préfet, au ministre, des éléments visés à l'article 17 du décret n° 94-894 (ou par le Dire ou le Dreal, au préfet, dans les conditions de l'article 18-5 du même décret)
- Arrêté ou décret de concession hydroélectrique
- Attestation de transmission au préfet du dossier d'exécution conformément à l'article 21 du décret n° 94-894
- Notification par le préfet, au demandeur, des avis visés au 2^{ème} alinéa de l'article 21 du décret n° 94-894
- Procès-verbal de récolement des travaux
- Décision du préfet conformément à l'article 3 de l'arrêté du 20 juillet 2009 pris en application de l'article 24 du décret n° 94-894
- Arrêté autorisant la mise en service des ouvrages

Documents admis au titre de la procédure d'autorisation de création d'une INB (Décret n° 2007-1557 du 2 novembre 2007 modifié, relatif aux installations nucléaires de base et au contrôle, en matière de sûreté nucléaire, du transport de substances radioactives)

- Avis de l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) conformément à l'article 6 du décret 2007-1557
- Attestation de dépôt d'un dossier conforme et de la notice prévus à l'article 8 du décret 2007-1557
- Attestation de transmission par le ministre chargé de la sûreté nucléaire de la demande d'autorisation et du dossier au préfet concerné
- Le cas échéant, l'avis de l'autorité administrative de l'Etat compétente en matière d'environnement mentionnée à l'article L. 122-1 du code de l'environnement
- Avis des conseils généraux et municipaux consultés par le préfet conformément au III de l'article 13 du décret 2007-1557
- Attestation de la transmission par le préfet des conclusions du commissaire enquêteur au ministre conformément au IV de l'article 13 du décret 2007-1557
- Attestation de la transmission à l'exploitant par le ministre de l'avant projet de décret visé à l'article 14 du décret 2007-1557
- Attestation de la présentation par le ministre à la commission consultative des installations nucléaires de base du projet de décret et du dossier d'enquête publique
- Attestation de la transmission par le ministre pour avis à l'ASN du projet de décret conformément à l'article 15 du décret 2007-1557
- Décret d'autorisation de création

Documents admis au titre de la procédure de modification d'une INB dans le cadre des dispositions du décret n° 2007-1557 du 2 novembre 2007 relatif aux installations nucléaires de base et au contrôle, en matière de sûreté nucléaire, du transport de substances radioactives (article 26)

- attestation de paiement des commandes des différentes études exigées par l'autorité de sûreté nucléaire (ASN)
- document attestant de la transmission d'un dossier à l'ASN établi dans le cadre du décret n°2007-1557
- avis de l'ASN sur un dossier établi dans le cadre du décret n°2007-1557
- Avis du groupe permanent d'experts ASN

Documents admis au titre du Traité instituant la communauté européenne de l'énergie atomique (Euratom)

Dans le cadre du Chapitre 3 article 37

- transmission du dossier d'impact
- avis de la Commission sur le dossier d'impact

Dans le cadre du Chapitre 4 article 41

- transmission du dossier d'investissement
- avis de la Commission sur le dossier d'investissement

Documents admis au titre de la procédure de débat public (Code de l'environnement)

- Attestation de dépôt d'un dossier conforme aux dispositions de l'article L. 121-8 du Code de l'environnement
- Décision de la Commission nationale du débat public (CNDP) définissant les modalités d'organisation et/ou d'animation d'un débat public
- Accusé réception du dossier établi par le maître d'ouvrage ou, à défaut, par la personne publique responsable du projet, en vue du débat public
- Attestation de dépôt d'un dossier conforme aux dispositions de l'article R. 121-8 du Code de l'environnement
- Attestation de la publication par le président de la CNDP du compte rendu et du bilan du débat public
- Attestation de la publication de l'acte par lequel le maître d'ouvrage ou la personne publique responsable du projet décide de la poursuite de celui-ci

Documents admis au titre de la procédure d'autorisation d'exploiter une installation de production d'électricité (article L 311-5 et suivants du Code de l'énergie ; décret n° 2000-877 du 7 septembre 2000 modifié, relatif à l'autorisation d'exploiter les installations de production d'électricité)

- Publication au Journal Officiel de la République française des principales caractéristiques de la demande
- Accusé de réception du ministre chargé de l'énergie d'une demande d'autorisation d'exploiter
- Autorisation d'exploiter délivrée par le ministre chargé de l'énergie
- Accusé de réception du ministre chargé de l'énergie de la demande de transfert de l'autorisation d'exploiter
- Accord du ministre chargé de l'énergie sur une demande de transfert de l'autorisation d'exploiter
- Accusé de réception du ministre chargé de l'énergie de la demande de délai supplémentaire pour la mise en service de l'installation
- Accord du ministre chargé de l'énergie sur une demande de délai supplémentaire pour la mise en service de l'installation

Documents admis au titre de l'archéologie préventive (Code du patrimoine)

- Documents pris en application du livre V titre II du code du patrimoine et, notamment, de l'article L. 522-1 dudit code (à titre d'illustration prescription du diagnostic, prescription de fouilles, etc.)
- Convention prévue à l'article L. 523-7 du code du patrimoine (en tant que la durée des travaux qui y est fixée n'est pas échue)
- Contrat prévu à l'article L. 523-9 du code du patrimoine (en tant que la durée des travaux qui y est fixée n'est pas échue)

3. Lorsque le projet est en phase de construction et qu'il n'y a plus de document administratif à produire, le demandeur peut attester de l'avancement de son projet en produisant l'un des documents suivants :

- Attestation de la commande de l'un des équipements suivants avec indication formelle de sa destination : générateurs, turbine, alternateur, transformateur ; chaudière
- Attestation de la livraison sur site de l'un des équipements précités.
- Attestation de réalisation d'un lot de génie civil

- Attestation de réalisation d'une prestation au titre de la Coordination Sécurité et Protection de la Santé, en particulier l'élaboration ou la mise à jour du plan général de coordination en matière de sécurité et de protection de la santé (PGCSPS)
- Attestation d'achèvement et de conformité des travaux

Documentation Technique de Référence
Chapitre 1 – Instruction des demandes de raccordement
Article 1.2 - Données

Document valide pour la période du 1er juin 2010 à ce jour

25

pages

Document valide pour la période du 1er juin 2010 à ce jour

Utilisateur concerné : producteur, consommateur, distributeur

1. RAPPEL DU CADRE REGLEMENTAIRE

Le cadre réglementaire est défini au 1.1 « Processus de raccordement » du présent Chapitre 1.

2. ENJEUX POUR LE SYSTEME ELECTRIQUE ET LES UTILISATEURS

2.1 Statut et précision des données

Pour l'étude, la réalisation et la mise en service du raccordement d'une nouvelle installation, il est nécessaire que l'utilisateur fournisse des données techniques afin de permettre à RTE d'évaluer l'impact de cette installation sur le RPT. RTE propose une solution de raccordement adaptée aux besoins de l'utilisateur tout en satisfaisant les impératifs de sûreté du système et de qualité pour l'ensemble des utilisateurs antérieurs (cf. article 2.1 « Etudes RTE pour le raccordement »).

Bien entendu, ces données doivent être fiables et suffisamment précises. Toutefois, la réalisation d'un projet d'installation s'effectue par étapes. Les données d'une étape peuvent dépendre des résultats des étapes précédentes, et peuvent donc évoluer au cours du temps. C'est la raison pour laquelle il faut fournir, à chaque étape, le statut de ces données.

Pour chaque étape, le statut d'une donnée est soit :

- « révisable » indiquant qu'elle peut encore être modifiée par l'utilisateur pour les étapes suivantes,
- « ferme » indiquant qu'elle a valeur d'engagement et ne peut plus être modifiée, sans remettre en cause la demande de raccordement correspondante.

Il appartient à l'utilisateur de préciser la marge d'incertitude des valeurs déclarées.

Conformément à l'article 16 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000 modifiée et au décret n° 2001-630 du 16 juillet 2001 pour son application, RTE garantit la confidentialité de ces données.

2.2 Contrôle et révisions

L'utilisateur garantit, avec la précision appropriée, l'exactitude des données fournies à RTE. Des documents émanant des constructeurs, des essais ou des mesures permettront de vérifier la conformité réglementaire et contractuelle de l'installation avant sa mise en service industrielle (MSI).

La vérification initiale de conformité réglementaire et contractuelle des installations est précisée dans le chapitre 5 de la Documentation Technique de Référence (DTR).

En cas de modification d'une ou plusieurs données, il appartient à l'utilisateur de démontrer à RTE que les caractéristiques de son installation restent conformes aux prescriptions réglementaires et contractuelles, et de transmettre à RTE les nouvelles valeurs des données.

Document valide pour la période du 1er juin 2010 à ce jour

2.3 Les différentes étapes du projet de réalisation de l'installation et les classes de données correspondantes

L'ensemble des données techniques à fournir à RTE pour une nouvelle installation comprend quatre classes. Chaque classe correspond à une étape du projet :

- les données succinctes à fournir lors de la demande de renseignement aboutissant à l'étude exploratoire : classe **D1**,
- les données à fournir au moment de la demande de raccordement en vue de l'établissement par RTE de l'étude approfondie et de la Proposition Technique et Financière (PTF) : classe **D2**,
- les données à fournir avant la première mise sous tension par le RPT : classe **D3**,
- les données à fournir à RTE avant la première mise en service industrielle de l'installation: classe **D4**.

La liste des données présentées dans cet article constitue l'enveloppe maximale que RTE peut être amené à demander pour un raccordement. Dans de nombreux cas, une liste réduite sera suffisante, notamment lorsqu'il s'agit de raccorder une installation d'un type générique, connu de RTE, comme c'est le cas des postes de distribution publics.

La liste exacte des données à fournir par l'utilisateur est précisée par RTE dans le cahier des charges du dossier technique (cf. paragraphe 2 de l'article 1.1) et est annexée à la convention d'engagement de performances.

2.4 Les différentes catégories de données

Les données sont identifiées par catégorie selon leur usage pour RTE :

Données nécessaires pour les études de transits et de tensions sur le réseau (calculs de répartition) ainsi que pour le réglage des protections de surcharges et des automatismes de gestion du plan de tension du RPT: **CR**,

Données nécessaires pour les études des courants de court-circuit ainsi que le réglage des plans de protections du RPT: **ICC**,

Données nécessaires à RTE pour réaliser les études de fonctionnement dynamique du système (stabilité en tension et stabilité des groupes de production) ainsi que pour régler les protections locales et les automatismes du plan de défense du RPT: **ST**.

3. DONNEES RELATIVES A UNE INSTALLATION DE PRODUCTION

3.1 Données à la demande de renseignement : D1

La demande d'étude exploratoire doit être adressée à RTE par courrier accompagnée des données D1 suivantes.



Réseau de transport d'électricité

FICHE D1 servant à la demande d'étude exploratoire pour le raccordement au RPT d'une installation de production

DEMANDEUR :	
Nom de la société	
Nom de l'interlocuteur	
Adresse	
Code Postal – Ville	
Téléphone	

Le demandeur agit :	Pour son propre compte En tant que mandataire du producteur désigné ci-dessous. En réponse à appel d'offres lancé par l'intervenant désigné ci-dessous

PRODUCTEUR, PRODUCTEUR MANDANT, ORGANISATEUR DE L'APPEL D'OFFRES :	
Nom de la société	
Nom de l'interlocuteur	
Adresse	
Code Postal – Ville – Pays	
Téléphone	

SITE DE PRODUCTION :	
Nom	
Adresse	
Code Postal – Ville	

SITUATION GEOGRAPHIQUE :	
Emplacement du point de livraison	Joindre un <u>extrait cadastral</u> de la parcelle concernée et indiquer la position envisagée pour le point de livraison. Extrait au 1/25 000
Position du ou des générateurs	Joindre un <u>extrait cadastral</u> des parcelles concernées et indiquer la position envisagée des générateurs.

Document valide pour la période du 1er juin 2010 à ce jour

CARACTERISTIQUES DE L'INSTALLATION DE PRODUCTION	Unité	Catégorie	Statut ferme ou révisable	Précision
Type de générateurs (synchrone, asynchrone, avec électronique de puissance...)	Texte	ICC		
Puissance active de production installée ¹	kW	CR ; ICC		
Puissance active maximale Pmax de l'installation de production au PdL. Valeur contractuelle définissant la puissance active maximale que fournira l'installation de production au point de livraison en fonctionnement normal et sans limitation de durée, les réserves de réglage primaire et secondaire fréquence/puissance étant utilisées à leurs limites constructives	kW	CR		
Puissance active maximale de soutirage (au niveau du point de livraison de l'installation de production)	kW	CR		
Date prévisible de mise en service	Mois - Année			

CERTIFICATION DES DONNEES	Les données sont fournies conformément au 2 de l'article 1.2 de la DTR
Date:	Nom – Prénom du Signataire Signature

1.1.1.1.1.1.1.1.1 _____

¹ Il s'agit par exemple :

- pour un site éolien : de la puissance maximale autorisée en régime permanent (Pmc au sens de la norme CEI 61400-21),
- pour une cogénération : de la puissance maximale produite à température minimale de fonctionnement.

3.2 Données à la demande d'étude approfondie ou de PTF : D2

Ces données sont, d'une part, les données de classe D1 qui passent toutes en statut " ferme " (qu'elles aient été fournies au préalable lors d'une demande de renseignement ou directement lors de la demande de PTF) et, d'autre part, les données ci-dessous, qui permettent à RTE de réaliser une étude approfondie ou d'élaborer une proposition technique et financière de raccordement au RPT.

La demande doit être adressée à RTE par courrier recommandé accompagnée des données D2 suivantes.

Suivant qu'il s'agit de générateurs synchrones, asynchrones ou combinés à électronique de puissance, certaines données sont sans objet et d'autres seront ajoutées pour mener les études de perturbations.

RTE les utilise pour étudier les contraintes techniques en transits « CR », apports de court-circuit « ICC » liées à l'insertion de l'installation du producteur dans le RPT.

Selon le cas, RTE peut être amené à demander au producteur, à ce stade, certaines données de type D3 afin de mener des études de variation de tension « ST », de continuité d'alimentation ou de qualité de l'onde de tension (perturbations).

FICHE D2 servant à la demande d'étude approfondie ou de PTF pour le raccordement au RPT d'une installation de production

DONNEES TECHNIQUES DE L'INSTALLATION DE PRODUCTION	Unité	Catégorie	Statut ferme ou révisable	Précision
Type d'énergie primaire ou de combustible et localisation du poste électrique de l'installation de production	Schéma, Texte Plans cadastraux		ferme	
Schéma électrique de l'installation (schéma unifilaire de principe), vue du point de connexion au RPT, avec localisation des appareils essentiels : alternateur(s), auxiliaires, transformateur(s), organes de coupure, charges et moteurs (en distinguant les différents types de moteurs)	Schéma			
Schéma mettant en évidence les couplages mécaniques ou fonctionnels des groupes de production	Schéma			
Puissances active et réactive consommées (valeurs maximales, nominales et minimales agrégées) par les auxiliaires de l'installation qui fonctionne alors à sa Pmax puis à d'autres puissances (en particulier à Pmin, à Pn de l'ensemble des groupes). Préciser le type d'auxiliaire (moteurs synchrones, asynchrones ou à courant continu)	MW, Mvar, Texte	CR		
Apport maximum de l'installation en courant de court-circuit au PdL (valeur maximale d'engagement pour l'utilisateur et exigée par RTE correspondant au courant de court-circuit symétrique calculé conformément à la norme CEI 60-909).	kA	ICC		

Document valide pour la période du 1er juin 2010 à ce jour

Pour chaque générateur de l'installation de production :				
Puissance active nominale : Pn	MW	ICC, CR, ST		
Puissance apparente nominale : Sna	MVA	ICC, CR, ST		
Type de machine électrique (synchrone excitée ou à aimant permanent, asynchrone classique ou à électronique de puissance avec le type de convertisseur)	Texte	ICC, ST		
Tension stator nominale Usn	kV	ICC, CR, ST		
Plages de tension stator (normale et exceptionnelle) avec leurs durées	kV	CR, ST		
Réactance transitoire non saturée d'axe direct : X'd	% en. base (Sna,Usn)	ICC, ST		
Par transformateur de l'installation :				
Nombre d'enroulements	Texte	ICC, CR, ST		
Puissance apparente de chaque enroulement : Snt	MVA	ICC, CR, ST		
Tensions nominales de chaque enroulement	kV/kV	ICC, CR, ST		
Impédances directes à la prise nominale (pour tous enroulements)	(a+jb)% en base Snt	ICC, CR, ST		
Cas d'une installation de production susceptible de perturber l'onde de tension :				
Besoin de Pcc minimale afin d'obtenir : - un niveau de sévérité de courte durée du flicker (Pst) dans la plage 0 à 1% (0 à 0.6% en HTB3). - un taux de déséquilibre moyen de tension dans la plage 0 à 1% (moyenne quadratique sur une période de 10 minutes), respectivement 0 à 0.6% en HTB3.	MVA	ICC		
Niveau maximal des courants harmoniques fournis par l'installation	A	ICC		

3.3 Données avant la première mise sous tension par le RPT : D3

Ces données sont, d'une part, les données de classe D2 qui ont un statut « ferme » et, d'autre part, des données constructives, toutes de statut « révisable », qui permettront à RTE de mener des études générales de réseau.

Ces données font partie des données spécifiées par RTE dans la Convention d'engagement de performances (cf. paragraphe 2 de l'article 1.1) de l'installation. Elles doivent être fournies au plus tôt, car selon les besoins, RTE peut être amené à les utiliser pour des études complémentaires dont les résultats peuvent amener RTE à prendre des dispositions (stabilité électro-mécanique des groupes, cf. article 2.1).

Cette liste de données constitue l'enveloppe maximale et sera adaptée par RTE suivant les caractéristiques de l'installation.

Données D3	Unité	Catégorie	Statut ferme ou révisable	Précision
Données techniques de l'installation :				
Courbe d'évolution de la puissance active maximale produite par l'installation (aux bornes de la machine et aux bornes HT du transformateur de groupe, consommation des auxiliaires déduite) en fonction des conditions externes.	Courbe	CR		
Courbe d'évolution de la puissance réactive maximale produite par l'installation (aux bornes de la machine et aux bornes HT du transformateur de groupe, consommation des auxiliaires déduite) en fonction des conditions externes.	Courbe	CR		
Diagrammes (U, Q) aux bornes de la machine et aux bornes HT du transformateur de groupe, consommation des auxiliaires déduite, calculés lorsque la machine fonctionne aux puissances actives minimale, demi-maximale, maximale et pour les valeurs de tensions $U_{\min}$, U_n , $U_{\max}$ au niveau du PdL.	Diagrammes	CR, ST		
Liaison de raccordement de longueur significative				
Impédance directe calculée conformément à la norme CEI 60-909	(a+jb) en ohms	ICC, CR, ST		
Capacité latérale	Farads	ICC, CR, ST		

Données techniques pour chaque générateur électrique :				
$P_{\max}$ turbine : puissance maximale de la turbine. Puissance mécanique maximale que restitue la turbine lorsque le groupe de production est à sa puissance active maximale nette $\Pi_{\max}$.	MW	ICC, CR, ST		
Puissance active minimale	MW	ST		
Puissance minimale délivrée (Minimum technique)	MW	CR, ST		
Tension stator nominale U_{sn} (si non fournie en données D2)	kV	ICC, CR, ST		
Plages de tension stator (<i>normale et exceptionnelle</i>) avec leurs durées (si non fournie en données D2)	kV	CR, ST		

Document valide pour la période du 1er juin 2010 à ce jour

Nombre de paires de pôles de l'alternateur		ST		
Courant rotor nominal (à P_n , S_{na} , U_{sn})	A	ST		
Plage de courant rotor (normale et exceptionnelle) avec leurs durées	A	ST		
Courant stator nominal	A	ST		
Plage de courant stator (normale et exceptionnelle) avec leurs durées	A	ST		
Résistance stator : R_s	% en base (S_{na} , U_{sn})	ST		
Constante d'inertie de la ligne d'arbre complète (alternateur + turbine + réducteur) ramenée au rotor de l'alternateur.	MW.s / MVA	ST		
Vitesse de rotation de la machine électrique	tr/min	ST		
Plage admissible de vitesse de rotation de l'alternateur (régimes permanent et exceptionnel)	tr/min	ST		
Plage admissible de vitesse de rotation de la turbine (régime permanent et exceptionnel)	tr/min	ST		
Caractéristiques spécifiques à chaque générateur synchrone excité:				
Résistance inverse : R_i	% en base (S_{na} , U_{sn})	ST		
Réactances (non saturées) :				
Réactance synchrone d'axe direct : X_d	% en base (S_{na} , U_{sn})	ST		
Réactance synchrone d'axe en quadrature : X_q	% en base (S_{na} , U_{sn})	ST		
Réactance transitoire d'axe direct : X'_d (si non fournie en données D2)	% en base (S_{na} , U_{sn})	ICC, ST		
Réactance sub-transitoire d'axe direct : X''_d	% en base (S_{na} , U_{sn})	ST		
Réactance transitoire d'axe en quadrature : X'_q	% en base (S_{na} , U_{sn})	ST		

Document valide pour la période du 1er juin 2010 à ce jour

Réactance sub-transitoire d'axe en quadrature : X''_q	% en base (S_{na} , U_{sn})	ST		
Réactance de fuite du stator : X_s	% en base (S_{na} , U_{sn})	ST		
Réactance inverse : X_i	% en base (S_{na} , U_{sn})	ST		
Courbes de saturation axe d, axe q	Courbes	ST		
Constantes de temps de l'alternateur (non saturé) :				
Constante transitoire d'axe direct à circuit ouvert : T'_{d0}	Secondes	ST		
Constante subtransitoire d'axe direct à circuit ouvert : T''_{d0}	Secondes	ST		
Constante subtransitoire d'axe en quadrature à circuit ouvert : T''_{q0}	Secondes	ST		
Caractéristiques spécifiques à chaque générateur synchrone à aimant permanent				
Réactance synchrone d'axe direct : X_d	% en base (S_{na} , U_{sn})	ICC, ST		
Force électromotrice à vide	V	ICC, ST		
Caractéristiques spécifiques à chaque générateur asynchrone				
Puissance réactive consommée à vide	Mvar	ICC, ST		
Puissance réactive consommée à pleine charge	Mvar	ICC, ST		
Courant à rotor bloqué	A	ICC, ST		
Glissement nominal	%	ICC, ST		
Plage admissible du glissement (régimes normal et exceptionnel)	%	ICC, ST		
Valeurs du schéma équivalent en convention étoile				
Résistance des enroulements rotor : R_r	% en base (S_{na} , U_{sn})	ICC, ST		

Document valide pour la période du 1er juin 2010 à ce jour

Résistance mutuelle stator-rotor : R_m	% en base (S_{na}, U_{sn})	ICC, ST		
Résistance inverse : R_i	% en base (S_{na}, U_{sn})	ICC, ST		
Réactance de fuites stator : X_s	% en base (S_{na}, U_{sn})	ICC, ST		
Réactance de fuite des enroulements rotor : X_r	% en base (S_{na}, U_{sn})	ICC, ST		
Réactance mutuelle stator-rotor : X_m	% en base (S_{na}, U_{sn})	ICC, ST		
Réactance inverse : X_i	% en base (S_{na}, U_{sn})	ICC, ST		
Par transformateur de l'installation :				
Impédances inverses à la prise nominale (pour tout enroulement)	(a+jb)% en base S_{nt}	ICC, ST		
Impédances homopolaires à la prise nominale (pour tout enroulement)	(a+jb)% en base S_{nt}	ICC, ST		
Couplage des enroulements, type de circuit magnétique et indice horaire	Texte	ICC, ST		
Mise à la terre du neutre HTB (type, valeur d'impédance ...)	Texte	ICC, ST		
Régleurs à vide:				
Type de régleur à vide : Préciser s'il faut mettre le transfo hors tension, le consigner pour changer de prise à vide.	Sous tension / Hors tension / Consigné hors tension	CR, ST		

Document valide pour la période du 1er juin 2010 à ce jour

Nombre de prises du régleur à vide	Valeur	ICC, ST		
Pour chaque prise : tensions nominales primaire et secondaire (et tertiaire le cas échéant)	kV/kV	ST		
Pour chaque prise : impédance directe	(a+jb)% base S_{nt}	ST		
Régleurs en charge:				
Type de régleur en charge (automatique ou non)	Non automatiq ue / Automati que	CR, ST		
Nombre de prises du régleur en charge	Valeur	ICC, ST		
Pour chaque prise : tensions nominales primaire et secondaire (et tertiaire le cas échéant)	kV/kV	ST		
Pour chaque prise : impédance directe	(a+jb)% base S_{nt}	ST		
Temporisation de changement de prise du régleur en charge	Secondes	ST		
Système d'excitation et de régulation de tension de l'installation de production :				
Type d'excitation (statique , alternateur inversé...) + caractéristiques	Texte, diagram me	ST		
Type de régulateur de tension (1, 2 ou 3). Loi de réglage primaire de la tension.	Valeurs numériqu es	ST		
Diagramme détaillé, sous la forme de schémas blocs usuellement utilisés en automatique, de la boucle de réglage de l'excitation, des boucles de limitation associées et des voies stabilisatrices comprenant uniquement les constantes de temps de plus de 10 ms et les valeurs des différents paramètres de ce schéma.	Diagram mes et valeurs numériqu es	ST		
Gain statique de la boucle de contrôle de l'excitation	Sans dimensio n	ST		
Tension d'excitation nominale (à puissance, facteur de puissance, tension stator et vitesse nominaux)	V	ST		
Tension d'excitation maximale en régime permanent	V	ST		
Tension d'excitation minimale en régime permanent	V	ST		
Plafond de surexcitation	%	ST		
Réglage du limiteur de sous-excitation	Texte, diagram me	ST		

Document valide pour la période du 1er juin 2010 à ce jour

Réglage du limiteur de sur-excitation	Texte, diagramme	ST		
Temps maximal de sur-excitation	Secondes	ST		
Caractéristiques des turbines, de l'amont-turbine et de la régulation de vitesse :				
Type de turbine (vitesse de rotation des pâles ...)	Texte	ST		
Diagramme détaillé, sous la forme de schémas blocs usuellement utilisés en automatique (fonctions de transfert et non-linéarités), de la turbine et de l'amont-turbine, comprenant uniquement les constantes de temps de plus de 10 ms et les valeurs des différents paramètres de ce schéma.	Diagrammes et valeurs numériques	ST		
Schéma de la régulation de vitesse sous la forme de schémas blocs usuellement utilisés en automatique et les valeurs des différents paramètres du réglage f/P.	Diagrammes et valeurs numériques	ST		
Caractéristiques techniques pour chaque convertisseur:				
Type de convertisseur, rôle et caractéristiques	Texte	ICC, ST		
Diagramme détaillé du contrôle commande du convertisseur sous forme de schémas blocs usuellement utilisés en automatique et avec les valeurs des différents paramètres.	Schémas	ICC, ST		
Système de protection de l'installation de production contre les situations perturbées du réseau :				
Matériel électrique concerné (alternateur, groupe de production, auxiliaire, convertisseur, banc de condensateurs ...)	Texte	ST		
Type de protections (grandeurs surveillées et actions engagées)	Texte	ST		
Paramètres de réglages des protections (valeurs des seuils, temporisations, tolérances)	Texte, diagrammes	ST		
Protections de l'installation de production et de la ligne d'évacuation contre les courts-circuits :				
Type de protections (grandeurs surveillées et actions engagées)	Texte	ST		
Paramètres de réglages des protections (valeurs des seuils, temps d'action)	Texte, diagrammes	ST		

Document valide pour la période du 1er juin 2010 à ce jour

Moyens de compensation :				
Batteries de condensateurs (puissance, nombre de gradins, critères et loi d'enclenchement et de mise hors tension)	Mvar, texte	CR, ICC, ST		
Filtres antiharmoniques (fréquence d'accord, type)	Hz, texte	ICC		
Compensateurs statiques (caractéristiques, puissance, type)	MVA, texte	CR, ST		
Diagramme détaillé du contrôle commande du compensateur statique sous forme de schémas blocs usuellement utilisés en automatique et avec les valeurs des différents paramètres.	Schémas	ICC, ST		

Document valide pour la période du 1er juin 2010 à ce jour

3.4 Données avant la mise en service industrielle de l'installation: D4

Ces données sont essentiellement toutes les données de classe D1, D2 et D3, qui ont un statut “ ferme ”, ainsi que d’autres données particulières de l’installation décrites ci-dessous.

<i>Données D4</i>	<i>Unité</i>	<i>Catégorie</i>
Date de début des essais	Texte	

Si nécessaire, d’autres données particulières de l’installation seront à fournir à RTE, notamment les données D4 complémentaires suivantes :

<i>Données D4 complémentaires</i>	<i>Unité</i>	<i>Catégorie</i>
Contraintes particulières de fonctionnement de l’installation	Texte	
Pente de montée en charge en régime normal	MW/min	
Pente de baisse de charge en régime normal	MW/min	
Pente de montée en charge rapide	MW/min	
Pente de baisse de charge rapide	MW/min	
Pente de montée en charge d’urgence	MW/min	
Pente de baisse de charge d’urgence	MW/min	
Temps de démarrage de l’installation à chaud	min ou h	
Temps de démarrage de l’installation à froid	min ou h	
Temps minimum entre deux séquences de fonctionnement	min ou h	
Nombre maximum d’arrêts par jour		
Nombre maximum de suivi de charge (par jour / par an)		

Document valide pour la période du 1er juin 2010 à ce jour

4. DONNEES RELATIVES A UNE INSTALLATION DE CONSOMMATION

4.1 Données à fournir à la demande de renseignement : D1

Ces données doivent accompagner la demande de renseignement faite à RTE.

Nota : Cette demande de renseignement est optionnelle.

Données techniques de l'installation D1	Unité	Catégorie	Statut ferme ou révisable	Précision
Localisation du poste électrique de l'installation de consommation	Plans cadastraux			
Puissance active maximale de soutirage d'une installation de consommation : $P_{\text{soutirage}}$ <i>Valeur contractuelle précisée dans la convention de raccordement définissant la puissance active maximale que soutirera l'installation au point de livraison du réseau public de transport.</i>	MW	CR		
Puissance de raccordement de l'installation de consommation demandée par l'utilisateur: P_{rac}	MW	CR		
Puissance de l'alimentation complémentaire demandée par l'utilisateur : P_{compl} (puissance sans coupure demandée par l'utilisateur en cas de défaillance de son alimentation principale $P_{\text{compl}} < P_{\text{rac}}$)	MW	CR		
Puissance de l'alimentation de secours-substitution demandée par l'utilisateur : P_{secours} (puissance avec coupure demandée par l'utilisateur en cas de défaillance de ses alimentations principales et complémentaires $P_{\text{secours}} < P_{\text{rac}}$)	MW	CR		
Niveau de tension de l'alimentation de secours-substitution demandée	kV	CR		
Date de MSI prévisionnelle	Texte			

Document valide pour la période du 1er juin 2010 à ce jour

4.2 Données à fournir à la demande de PTF : D2

Ces données sont les données de classe D1 qui ont un statut « ferme » et les données ci-dessous, qui permettent à RTE de réaliser une proposition technique et financière de raccordement au RPT.

Ces données doivent accompagner la demande de PTF faite à RTE et font l'objet d'une fiche plus complète remise directement par RTE.

RTE les utilise pour étudier les contraintes techniques en transits « CR », en court-circuit « ICC » liées à l'insertion de l'installation du consommateur dans le RPT (cf. Article 2.1).

Selon le cas, RTE peut être amené à demander au consommateur, à ce stade, certaines données de type D3 afin de mener des études de variation de tension « ST » de continuité d'alimentation ou de qualité de l'onde de tension (perturbations).

Données techniques de l'installation D2	Unité	Catégorie	Statut ferme ou révisable	Précision
Schéma électrique de l'installation (schéma unifilaire de principe), avec localisation des appareils essentiels	Schéma	CR		
Courbes de charge prévisible en puissance active et réactive de l'installation aux différentes périodes de l'année et perspectives d'évolution sur les 6 années suivants le raccordement	MW, Mvar	CR		
Profil de la charge et régime transitoire. La charge est-elle potentiellement perturbatrice ?	Texte MW, Mvar	CR, ICC, ST	ferme	
Présence de générateurs électriques, leurs conditions de fonctionnement, leurs puissances maximales et leurs apports de courant de court-circuit (si supérieure à 10MW, alors compléter les données correspondantes de chaque installation de production).	Texte, MW, kA	CR, ICC, ST	ferme	
Par transformateur connecté au RPT :				
Nombre d'enroulements	Texte	ICC, CR, ST		
Puissance apparente de chaque enroulement : S_{nt}	MVA	ICC, CR, ST		
Tensions nominales	kV/kV	ICC, CR, ST		
Impédances directes à la prise nominale (pour tous enroulements)	(a+jb)% en base S_{nt}	ICC, CR, ST		

Document valide pour la période du 1er juin 2010 à ce jour

<u>Cas d'une installation de consommation susceptible de perturber l'onde de tension</u>				
Besoin de Pcc minimale afin d'obtenir : □ un niveau de sévérité de courte durée du flicker (Pst) dans la plage 0 à 1 (0 à 0.6 en HTB3), □ un taux de déséquilibre moyen de tension dans la plage 0 à 1% (moyenne quadratique sur une période de 10 minutes), respectivement 0 à 0.6% en HTB3.	MVA	ICC		
Niveau maximal des courants harmoniques fournis par l'installation par rang et en taux global.	A, %	ICC		

Nota : Lorsqu'une installation de production de plus de 10 MW est raccordée sur une installation de consommation, l'utilisateur doit fournir et compléter les données relatives à cette installation de production (cf. paragraphe 3 du présent article).

4.3 Données avant la mise sous tension de l'installation par le RPT : D3

Ces données sont : d'une part les données de classes D1 et D2 qui passent toutes en statut "ferme", d'autre part des données ci-dessous, toutes de statut "révisable", qui permettront à RTE de mener des études générales de réseau.

Cette liste de données constitue l'enveloppe maximale et sera adaptée par RTE suivant les caractéristiques de l'installation.

Données techniques de l'installation D3	Unité	Catégorie	Statut ferme ou révisable	Précision
Par transformateur connecté au RPT :				
Impédances homopolaires à la prise nominale (pour tout enroulement).	(a+jb)% en base S _{nt}	ICC, ST		
Couplage des enroulements, type de circuit magnétique et indice horaire.	Texte	ICC, ST		
Mise à la terre des points neutres HTB (type, valeur d'impédance ...) et HTA s'il y a lieu.	Texte	ICC, ST		
Régleurs à vide:				
Type de régulateur à vide : Préciser s'il faut mettre le transfo hors tension, le consigner pour changer de prise à vide.	Sous tension / Hors tension / Consigné hors tension	CR, ST		

Document valide pour la période du 1er juin 2010 à ce jour

Nombre de prises du régleur à vide	Valeur	CR, ST		
Pour chaque prise : tensions nominales primaire et secondaire (et tertiaire le cas échéant)	kV/kV	ST		
Pour chaque prise : impédance directe	(a+jb)% base S_{nt}	ST		
Régleurs en charge:				
Type de régleur en charge (automatique ou non)	Non automa- tique / Automa- tique	CR, ST		
Nombre de prises du régleur en charge	Valeur	CR, ST		
Pour chaque prise : tensions nominales primaire et secondaire (et tertiaire le cas échéant)	kV/kV	ST		
Pour chaque prise : impédance directe	(a+jb)% base S_{nt}	ST		
Temporisation de changement de prise du régleur en charge	Secondes	ST		
Liaison de raccordement de longueur significative				
Impédance directe calculée conformément à la norme CEI 60909	(a+jb) ohms	ICC		
Capacité latérale	Farads	CR		
Impédance inverse	(a+jb) en ohms	ICC		
Impédance homopolaire	(a+jb) en ohms	ICC		
Système de protection de l'installation et de la ligne d'évacuation				
Type de protections (grandeurs surveillées et actions déclenchées)	Texte	ICC, ST		
Paramètres de réglages des protections (valeurs des seuils)	Texte, diagram- mes	ICC, ST		
Moyens de compensation éventuels				
Batteries de condensateurs (puissance, nombre de gradins, critères d'enclenchement et de mise hors tension)	Mvar, text	CR		
Filtres antiharmoniques (fréquence d'accord, type)	Hz, texte	CR		

Document valide pour la période du 1er juin 2010 à ce jour

Compensateurs statiques (puissance, type)	MVA, text	CR		
Date de début des essais	Texte			

4.4 Données avant mise en service industrielle de l'installation: D4

Ces données sont toutes les données de classe D1, D2 et D3, qui passent en statut « ferme », ainsi que d'autres données particulières de l'installation éventuellement demandées au cas par cas par RTE.

Document valide pour la période du 1er juin 2010 à ce jour

5. DONNEES RELATIVES A UN POSTE SOURCE DE DISTRIBUTION

Lorsque l'interface entre RTE et le gestionnaire du réseau de distribution est située à un autre niveau que le poste source, le schéma d'organisation et d'échange de données décrit ci-dessous est adapté à ces cas.

5.1 Données à fournir à la demande de renseignement : D1

Ces données doivent accompagner la demande de renseignement faite à RTE.

Nota : Cette demande de renseignement est optionnelle.

Données techniques de l'installation D1	Unité	Catégorie	Statut ferme ou révisable	Précision
Localisation du poste source	Plans cadastraux			
Caractéristiques des transits en soutirage et en injection au moment du raccordement ainsi que leurs évolutions prévisibles sur les six années suivantes	MW	CR		
Puissance de raccordement demandée par le distributeur : P_{rac}	MW	CR		
Puissance de l'alimentation complémentaire ou de secours (garantie ligne) demandée par le distributeur : P_{compl} (puissance sans coupure demandée par l'utilisateur en cas de défaillance de son alimentation principale $P_{compl} < P_{rac}$)	MW	CR		
Présence d'installations de production de puissance > 1 MW, leurs conditions de fonctionnement, leurs puissances maximales et leurs apports de courant de court-circuit.	Texte, MV kA	CR, ICC, ST	ferme	
Les éventuels transferts de charge prévus par le distributeur suite au nouveau raccordement				
Les éventuels besoins spécifiques en qualité de fourniture				
Batteries de condensateurs installées ou prévues au poste source				
Date de MSI prévisionnelle	Texte			

Document valide pour la période du 1er juin 2010 à ce jour

5.2 Données à fournir à la demande de PTF : D2

Ces données sont les données de classe D1 qui ont un statut « ferme » et les données ci-dessous, qui permettent à RTE de réaliser une proposition technique et financière de raccordement au RPT.

Ces données doivent accompagner la demande de PTF faite à RTE et font l'objet d'une fiche plus complète remise directement par RTE.

RTE les utilise pour étudier les contraintes techniques en transits « CR », en court-circuit « ICC » liées à l'insertion du poste source dans le RPT (cf. Article 2.1).

Selon le cas, RTE peut être amené à demander au distributeur, à ce stade, certaines données de type D3 afin de mener des études de variation de tension « ST » de continuité d'alimentation ou de qualité de l'onde de tension (perturbations).

Données techniques de l'installation D2	Unité	Catégorie	Statut ferme ou révisable	Précision
Schéma électrique de l'installation (schéma unifilaire de principe), avec localisation des appareils essentiels	Schéma	CR		
Par transformateur connecté au RPT : Si les transformateurs sont de type standard distribution, il suffit de préciser leur type.				
Nombre d'enroulements	Texte	ICC, CR, ST		
Puissance apparente de chaque enroulement : S_{nt}	MVA	ICC, CR, ST		
Tensions nominales	kV/kV	ICC, CR, ST		
Impédances directes à la prise nominale (pour tous enroulements)	(a+jb)% en base S_{nt}	ICC, CR, ST		
<u>Cas d'un poste susceptible de perturber l'onde de tension</u>				
Besoin de Pcc minimale afin d'obtenir : ▫ un niveau de sévérité de courte durée du flicker (Pst) dans la plage 0 à 1, ▫ un taux de déséquilibre moyen de tension dans la plage 0 à 1% (moyenne quadratique sur une période de 10 minutes).	MVA	ICC		
Niveau maximal des courants harmoniques fournis par l'installation par rang et en taux global.	A, %	ICC		

Document valide pour la période du 1er juin 2010 à ce jour

Nota : Si les installations de production raccordées à l'aval du poste source ont une puissance supérieure à 10MW, le distributeur complétera les données pertinentes suivant le cahier des charges du dossier technique (cf. paragraphe 2 de l'article 1.1) qui sera éventuellement demandé par RTE.

5.3 Données avant la mise sous tension du poste : D3

Ces données sont : d'une part les données de classes D1 et D2 qui passent toutes en statut « ferme », d'autre part des données ci-dessous, toutes de statut « révisable », qui permettront à RTE de mener des études générales de réseau.

Cette liste de données constitue l'enveloppe maximale et sera adaptée par RTE suivant les caractéristiques du poste source.

Données techniques de l'installation D3	Unité	Catégorie	Statut ferme ou révisable	Précision
Par transformateur connecté au RPT : Si les transformateurs sont de type standard distribution, il suffit de préciser leur type.				
Impédances homopolaires à la prise nominale (pour tout enroulement).	(a+jb)% en base S_{nt}	ICC, ST		
Couplage des enroulements, type de circuit magnétique et indice horaire.	Texte	ICC, ST		
Mise à la terre des points neutres HTB (type, valeur d'impédance ...) et HTA s'il y a lieu. Type de régleur à vide : Préciser s'il faut mettre le transfo hors tension , le consigner pour changer de prise à vide.	Texte Sous tension / Hors tension / Consigné hors tension	ICC, ST CR, ST		
Nombre de prises du régleur à vide	Valeur	CR, ST		
Pour chaque prise : tensions nominales primaire et secondaire (et tertiaire le cas échéant)	kV/kV	ST		
Pour chaque prise : impédance directe	(a+jb)% base S_{nt}	ST		
Type de régleur en charge (automatique ou non)	Non automa- tique / Automa- tique	CR, ST		

Document valide pour la période du 1er juin 2010 à ce jour

Nombre de prises du régleur en charge	Valeur	CR, ST		
Pour chaque prise : tensions nominales primaire et secondaire (et tertiaire le cas échéant)	kV/kV	ST		
Pour chaque prise : impédance directe	(a+jb)% base S_{nt}	ST		
Temporisation de changement de prise du régleur en charge	Secondes	ST		
Système de protection du poste et de la ligne d'évacuation				
Type de protections (grandeurs surveillées et actions déclenchées)	Texte	ICC, ST		
Paramètres de réglages des protections (valeurs des seuils)	Texte, diagrammes	ICC, ST		
Moyens de compensation éventuels				
Batteries de condensateurs (puissance, nombre de gradins, critères d'enclenchement et de mise hors tension)	Mvar, texte	CR		
Date de début des essais	Texte			

5.4 Données avant mise en service : D4

Ces données sont toutes les données de classe D1, D2 et D3, qui passent en statut « ferme », ainsi que d'autres données particulières du poste éventuellement demandées au cas par cas par RTE.

Documentation technique de référence

Chapitre 1 – Instruction des demandes de raccordement

Article 1.3 – Procédure de traitement des demandes de raccordement au réseau public de transport d'électricité des nouvelles interconnexions sollicitant une dérogation au titre de l'article 17 du règlement (CE) n°714/2009 du 13 juin 2009

SOMMAIRE

1	Objet et champ d'application	2
2	Les textes définissant les règles techniques de raccordement	2
3	Le raccordement au RPT d'une nouvelle interconnexion dérogatoire	4
3.1	Cadre général	4
3.2	Le domaine de tension de raccordement de référence	4
3.3	Le Réseau d'évacuation	5
3.4	Les informations publiées sur le site Internet de RTE	5
3.5	L'étude exploratoire	6
3.6	La proposition technique et financière	6
4	La File d'attente	9
4.1	Entrée d'un projet en File d'attente	9
4.2	Maintien d'un projet en File d'attente	9
4.3	Sortie d'un projet de la File d'attente	9
4.4	Restitution des sommes forfaitaires versées par le demandeur	10
5	La Convention d'Engagement de Performances	11
6	La Convention de raccordement	11
7	La Convention d'Exploitation et de Conduite	11
7.1	En période d'essais	11
7.2	A l'issue des essais	12
8	La modification du projet après acceptation de la PTF	12
	Annexe 1 : Documents dont la fourniture est réputée attester de l'avancement d'un projet	13

1 Objet et champ d'application

Le présent document définit la procédure de traitement des demandes de raccordement au réseau public de transport d'électricité (RPT) des nouvelles liaisons électriques destinées à des échanges transfrontaliers d'électricité et ayant vocation à solliciter une dérogation au sens de l'article 17 du règlement (CE) n°714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité¹.

Dans la suite du document, on désigne ces liaisons par le terme « nouvelles interconnexions dérogatoires », quand bien même le processus d'instruction de la dérogation ne serait pas arrivé à son terme.

Ce document précise :

- les modalités d'échanges d'informations et de documents entre les demandeurs et RTE permettant d'élaborer une proposition de raccordement ;
- le principe de la file d'attente et ses règles de gestion ;
- l'information disponible sur la capacité théorique du réseau ;
- les principes régissant les relations contractuelles entre les demandeurs et RTE pendant toute la durée du processus de raccordement.

Ce document ne précise pas la procédure à suivre par le demandeur dans l'autre Etat membre où sera raccordée la nouvelle interconnexion dérogatoire. Néanmoins, il précise les domaines pour lesquels RTE assure une coordination avec le gestionnaire de réseau concerné de cet Etat membre.

Il ne précise pas les règles relatives à l'exploitation technique des nouvelles interconnexions dérogatoires.

Il ne préjuge pas des modalités de calcul coordonné des capacités qui pourraient être définies dans le cadre des codes européens et s'appliquer à l'ensemble des interconnexions, y compris les nouvelles interconnexions dérogatoires.

La présente procédure, disponible sur le site Internet de RTE², a été notifiée à la Commission de régulation de l'énergie le 2 mai 2012.

Elle s'applique :

- à toute demande de raccordement d'une nouvelle interconnexion dérogatoire reçue par RTE à compter du 3 mai 2012 ;
- à toute demande valide à cette date lorsque le demandeur n'a pas accepté de proposition technique et financière ;
- à toute demande portant sur une augmentation de puissance d'une nouvelle interconnexion dérogatoire.

2 Les textes définissant les règles techniques de raccordement

RTE applique au raccordement des nouvelles interconnexions dérogatoires les principes généraux contenus dans les textes suivants :

- **Le règlement européen (CE) n° 714/2009 précité**
- **Le décret n° 2003-588 du 27 juin 2003 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement au réseau public de transport de l'électricité**
- **Le décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006 modifié, approuvant le cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité (RPT)**

¹ Règlement publié au JOUE L 211 du 14 août 2009

² http://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/mediatheque_client/offre.jsp

L'Etat, par avenant du 30 octobre 2008 à la convention du 27 novembre 1958, a concédé, jusqu'au 31 décembre 2051, le développement, l'entretien et l'exploitation du RPT à la société RTE EDF Transport (avis relatif à la concession du RPT publié au *Journal officiel* du 18 décembre 2008).

Le cahier des charges de la concession du RPT annexé au 3^{ème} avenant à la convention du 27 novembre 1958, qui reprend intégralement la rédaction du cahier des charges type annexé au décret du 23 décembre 2006 précité, décrit, notamment dans son article 13, les modalités d'élaboration de la présente procédure et les sujets qui doivent y être traités.

- **Le décret n° 2007-1280 du 28 août 2007, relatif à la consistance des ouvrages de branchement et d'extension des raccordements aux réseaux publics d'électricité**

Ce texte définit, notamment, pour un raccordement, les notions de branchement en basse tension et d'extension, que la nouvelle interconnexion soit raccordée ou pas à son domaine de tension de raccordement de référence.

Par ailleurs, la présente procédure est encadrée par les textes suivants :

- **Décision de la Commission de régulation de l'énergie du 7 avril 2004, sur la mise en place des référentiels techniques des gestionnaires de réseaux publics d'électricité**
- **Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 30 septembre 2010 portant communication sur l'application de l'article 7 du règlement (CE) n° 1228/2003 du 26 juin 2003 et les modalités d'accès au réseau public de transport d'électricité français de nouvelles interconnexions exemptées**
- **Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 26 juillet 2011, portant décision sur les règles d'élaboration de la procédure de traitement des demandes de raccordement des nouvelles interconnexions au réseau public de transport d'électricité**
- **Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 9 mai 2012 portant décision sur les conditions de raccordement et d'accès au réseau public de transport des nouvelles interconnexions mentionnées à l'article 17 du règlement (CE) n° 714/2009 du 13 juillet 2009**

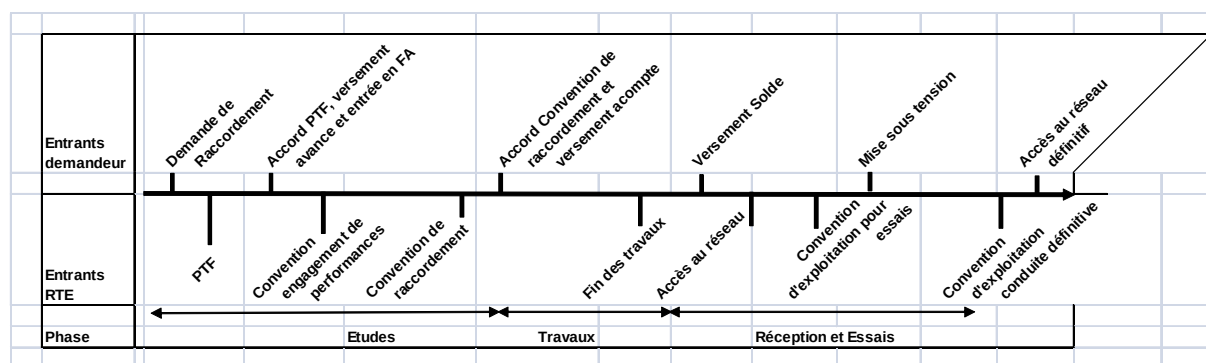
Enfin, s'agissant des prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'électricité d'une nouvelle interconnexion dérogatoire et dans l'attente des textes réglementaires prévus par le code de l'énergie, RTE a publié dans sa Documentation Technique de Référence, accessible sur le site Internet de RTE³, des **Règles techniques transitoires de conception et de fonctionnement pour le raccordement au RPT d'une Nouvelle Interconnexion Dérogatoire à courant continu (article 17 du règlement CE-714-2009)**.

³ Documentation technique de référence accessible à la page : http://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/mediatheque_client/offre.jsp
Version 2 de la Procédure de traitement des demandes de raccordement au RPT des nouvelles interconnexions dérogatoires

3 Le raccordement au RPT d'une nouvelle interconnexion dérogatoire

3.1 Cadre général

Le raccordement au RPT d'une nouvelle interconnexion dérogatoire nécessite un certain nombre d'échanges entre le demandeur et RTE. La figure suivante illustre les principaux échanges qui doivent s'établir :



En application des délibérations précitées de la Commission de régulation de l'énergie, le processus d'instruction de la demande de dérogation intervient après la transmission au demandeur de la PTF, nécessaire à la complétude du dossier de demande de dérogation.

Le raccordement d'une nouvelle interconnexion dérogatoire est réalisé dans les conditions mentionnées dans la Documentation Technique de Référence en vigueur au moment de la demande. Il donne lieu :

- à une phase d'études dont l'objectif est de définir :
 - o les cahiers des charges des interfaces entre le demandeur et RTE ;
 - o les extensions nécessaires pour raccorder la nouvelle interconnexion dérogatoire au réseau ainsi que les coûts et délais de réalisation de ces extensions ;
 - o l'impact du fonctionnement de la nouvelle interconnexion dérogatoire sur le réseau public de transport et la manière de traiter cet impact ;
- à une phase de travaux, en général réalisés par une entreprise ou un groupement travaillant pour le compte de RTE ;
- à une phase de réception de l'installation, sur la base d'essais définis par RTE compte tenu des prescriptions techniques de conception et de fonctionnement applicables.

Les modalités proposées par RTE pour traiter la demande de raccordement d'une nouvelle interconnexion dérogatoire sont définies uniquement au regard des possibilités d'accueil du réseau français, et selon les dispositions qui s'appliquent en France, qu'elles relèvent des textes rappelés à l'article 2 ou de la présente procédure. Ces modalités ne préjugent en rien des conditions proposées par l'autre gestionnaire de réseau auquel sera raccordée la nouvelle interconnexion dérogatoire.

S'agissant d'une liaison transfrontalière, RTE s'assure avec l'autre gestionnaire de réseau auquel est raccordée la nouvelle interconnexion dérogatoire, que les modalités techniques du raccordement respectent les règles de sûreté définies par ENTSO-E.

3.2 Le domaine de tension de raccordement de référence

Le domaine de tension de raccordement de référence d'une nouvelle interconnexion dérogatoire est déterminé en fonction de la puissance de transit maximale que le demandeur prévoit d'importer ou d'exporter depuis le RPT, conformément aux limites figurant dans le tableau ci-après :

Puissance de raccordement pour l'importation ou l'exportation	Tension de raccordement de référence
≤ 50 MW	HTB1
≤ 250 MW	HTB2
> 250 MW	HTB3

Les demandeurs pourront solliciter, à titre dérogatoire et exceptionnel :

- un raccordement en HTB1 pour une puissance supérieure à 50 MW ;
- un raccordement en HTB2 pour une puissance supérieure à 250 MW.

Aucune nouvelle interconnexion dérogatoire à courant alternatif de puissance de transit supérieure à 100 MW ne peut être raccordée en HTB1.

Aucune nouvelle interconnexion dérogatoire à courant alternatif de puissance de transit supérieure à 600 MW ne peut être raccordée en HTB2.

Les critères selon lesquels RTE pourra accorder une dérogation aux domaines de tension de raccordement de référence seront précisés dans les règles techniques transitoires visées à l'article 2.

3.3 Le Réseau d'évacuation

Pour une nouvelle interconnexion dérogatoire, le réseau d'évacuation est constitué de l'ensemble des ouvrages du réseau public de transport dont l'indisponibilité fortuite rend impossible le fonctionnement normal de la nouvelle interconnexion dérogatoire, jusqu'au(x) premiers(s) point(s) du réseau permettant d'assurer, en cas de défaut d'un ouvrage, l'évacuation par un autre ouvrage.

Les limites du réseau d'évacuation d'une nouvelle interconnexion dérogatoire sont identifiées selon la méthode décrite au paragraphe 4.2 de l'article 2.3 du chapitre 2 de la documentation technique de référence de RTE⁴.

Les conséquences de l'indisponibilité fortuite de l'un des ouvrages du réseau d'évacuation sont à la charge du demandeur.

Pour sa part, la planification des indisponibilités des ouvrages du réseau d'évacuation fait l'objet d'une contractualisation spécifique entre le demandeur et RTE.

La consistance du réseau d'évacuation est précisée dans la PTF. Le demandeur peut spécifier dans sa demande de raccordement qu'il souhaite se prémunir contre le risque d'indisponibilité d'un ouvrage du réseau d'évacuation.

3.4 Les informations publiées sur le site Internet de RTE

Préalablement à toute démarche auprès de RTE, le demandeur peut consulter les informations mises à disposition sur le site Internet de RTE⁵ ; elles lui permettront d'évaluer, en première approche et du seul point de vue de l'accès au réseau en France, la faisabilité de son projet.

Ces informations, élaborées en collaboration avec les gestionnaires de réseaux publics de distribution, sont les suivantes :

- Capacités théoriques par poste électrique ou par zone pour le 400 kV prenant en compte les projets en File d'attente⁶ (mise à jour trimestrielle) ;
- Somme des puissances des projets en File d'attente au poste électrique (mise à jour trimestrielle) ou par zone 400 kV ;
- Capacité théorique d'accueil en production raccordée en HTA, pour chaque poste électrique de transformation HTB/HTA (mise à jour annuelle).

Ces informations sont définies dans le contexte de l'accueil de nouvelles installations de production sur le RPT, sans tenir compte de l'impact sur le fonctionnement des interconnexions existantes.

⁴ La méthode décrite dans l'article 2.3 « Méthode d'identification des limites du réseau d'évacuation » de la DTR est étendue au cas du raccordement d'une nouvelle interconnexion dérogatoire.

⁵ <http://clients.rte-france.com/index.jsp>

⁶ Potentiels de raccordement : http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_producteurs/services_clients/potentiel_raccordement.jsp

3.5 L'étude exploratoire

Afin d'évaluer la faisabilité technico-économique de son projet de nouvelle interconnexion dérogatoire, le demandeur peut demander à RTE une pré-étude de raccordement dénommée étude exploratoire⁷.

La demande d'étude exploratoire est facultative. Les résultats de l'étude n'engagent pas RTE.

Une demande d'étude exploratoire doit être adressée à RTE aux coordonnées qui figurent sur son Internet⁸ et accompagnée de la fiche de collecte de renseignements dûment remplie. Celle-ci fait partie de la Documentation Technique de Référence disponible sur le site Internet de RTE⁹.

RTE dispose d'un délai de sept jours ouvrés pour signaler au demandeur toute pièce manquante ou information non renseignée dans les données fournies. Sans avoir à respecter ce délai, RTE signale au demandeur toute anomalie qu'il aura détectée dans les données reçues.

RTE procède à une étude sommaire de faisabilité technique du raccordement (coût, délai et schéma de raccordement associé). Sur le plan du fonctionnement du système électrique, l'étude exploratoire est limitée à l'examen d'éventuelles contraintes de transit. Elle distingue les contraintes selon les principes définis au §3.4.

RTE adresse au demandeur les résultats de l'étude exploratoire dans un délai de deux mois à compter de la réception de la demande complète.

Le cas échéant, RTE fournit des informations à dire d'expert sur d'éventuels problèmes techniques, causés notamment par l'apport de puissance de court-circuit de la nouvelle interconnexion dérogatoire, la tenue de la tension ou la stabilité. Ces éventuelles contraintes seront examinées en détail au stade de la proposition technique et financière (cf. plus bas).

Les résultats de l'étude exploratoire peuvent faire l'objet d'une présentation orale au demandeur si celui-ci le souhaite.

3.6 La proposition technique et financière

Demande de PTF et validation de la demande par RTE

La PTF est une étape obligatoire du processus de raccordement. Le raccordement d'une nouvelle interconnexion dérogatoire doit faire l'objet d'une demande de raccordement auprès de RTE. Il en est de même pour la modification du raccordement d'une nouvelle interconnexion dérogatoire existante.

Le demandeur doit adresser à RTE la demande de proposition technique et financière (PTF) aux coordonnées qui figurent sur son site internet.

Cette demande doit être accompagnée de la fiche de collecte de données de la nouvelle interconnexion dérogatoire, figurant dans la Documentation Technique de Référence (cf. chapitre 1), dûment remplie. RTE dispose d'un délai de sept jours ouvrés à compter de la réception de la demande pour signaler au demandeur toute pièce manquante ou information non renseignée dans les données fournies. Sans avoir à respecter ce délai, RTE signale au demandeur toute anomalie qu'il aura détectée dans les données reçues.

Dans un délai de sept jours ouvrés à compter de la réception des données complètes en langue française, RTE accuse réception de la demande.

La demande est réputée complète si le demandeur a également fourni à RTE une attestation de dépôt d'une demande complète de raccordement auprès de l'autre gestionnaire de réseau, faisant figurer les coordonnées

⁷ L'étude exploratoire correspond à la pré-étude de raccordement mentionnée au paragraphe 3.2 de l'annexe 1 de la délibération de la CRE du 26 juillet 2011.

⁸ http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_producteurs/services_clients/P_raccorder_installation.jsp

⁹ http://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/mediatheque_client/offre.jsp

du service ou de la personne qui instruit la demande. Dans les cas où l'autre gestionnaire de réseau ne délivre pas lui-même d'attestation, le demandeur peut lui substituer une attestation sur l'honneur qu'il a effectué ce dépôt, en indiquant les coordonnées du service ou de la personne qui instruit la demande au sein de l'autre gestionnaire de réseau.

Dès que RTE dispose d'une demande complète, il dispose d'un délai de trois mois pour réaliser l'étude de raccordement et remettre la PTF au demandeur.

Par accord de RTE et du demandeur, le délai de trois mois peut être revu à la hausse, sans pouvoir excéder six mois. Ce délai supplémentaire peut notamment permettre au demandeur d'itérer avec RTE sur la consistance de son projet et de réorienter les solutions à étudier.

Contenu de la PTF

La PTF a pour objectif d'établir avec précision, sur la base des données fournies par le demandeur, les conditions du raccordement. A ce titre, elle :

- fournit une description technique de la solution de raccordement ;
- expose les coûts et délais de réalisation, ainsi que les marges d'incertitude et les cas dans lesquels RTE peut être exonéré de ces engagements ;
- fournit, le cas échéant, le volume maximal des réductions de capacité en import et en export au moment du raccordement ;
- fournit les délais prévisibles de réalisation des renforcements.

Les études menées par RTE pour proposer une solution de raccordement tiennent compte, notamment, des installations déjà raccordées au RPT, de l'état du réseau et de la file d'attente, et des projets de nouvelles interconnexions, qui ne relèvent pas de l'article 17 du règlement européen n°714/2009 et qui sont de maturité équivalente.

Si les études montrent la nécessité de renforcer le réseau public de transport, les informations relatives aux besoins de renforcements sont transmises par RTE à la CRE, à sa demande, pour qu'elle en tienne compte dans le cadre de l'instruction de la demande de dérogation. Dans ce contexte, la PTF pourra proposer au demandeur une solution de raccordement permettant à la nouvelle interconnexion de fonctionner avec des réductions temporaires de la capacité d'importation ou d'exportation.

Sauf dispositions contraires précisées dans la PTF, les informations données par RTE ne préjugent en rien des informations équivalentes données au demandeur par l'autre gestionnaire de réseau auquel est raccordée la nouvelle interconnexion dérogatoire.

En application du point 3.1 des orientations annexées au règlement 714/2009, RTE pourra être amené à se coordonner avec les gestionnaires des réseaux de transport voisins pour la mise en place de méthodes coordonnées de gestion de la congestion et, en particulier, du calcul des capacités d'interconnexion.

Dans ce cas, le gestionnaire de la nouvelle interconnexion dérogatoire est associé au processus de définition de ces méthodes.

Conformément à l'article 37.9 de la directive 2009/72/CE du parlement européen et du conseil, les méthodes utilisées pour le calcul coordonné des capacités d'interconnexion sont soumises aux autorités de régulation nationales par les gestionnaires de réseaux de transport concernés.

La PTF peut prévoir que, dans le cas où, ultérieurement à sa signature par le demandeur, la capacité de la nouvelle interconnexion dérogatoire est intégrée à une méthodologie de calcul coordonné de capacité, les niveaux d'utilisation en importation et en exportation de la nouvelle interconnexion dérogatoire résulteront de ce calcul coordonné et se substitueront aux dispositions de la PTF relatives aux réductions de la capacité.

Solution de raccordement

RTE propose une solution de raccordement qui :

- respecte les règles prescrites par la réglementation et celles définies dans la Documentation Technique de Référence ;
- répond au meilleur coût aux besoins exprimés par le demandeur ;

- respecte au mieux le souhait exprimé par le demandeur en termes de délai, compte tenu des délais de réalisation des ouvrages de raccordement.

RTE peut proposer dans la PTF une solution de raccordement différente de celle strictement nécessaire pour répondre à la demande si cette solution contribue à l'optimisation du développement du RPT. Dans ce cas, RTE doit également présenter dans la PTF la solution de moindre coût, celle-ci servant à justifier la contribution exigible du demandeur.

Modalités d'acceptation de la PTF par le demandeur

RTE peut faire une présentation orale des éléments de la PTF au demandeur si celui-ci le souhaite.

Le demandeur dispose d'un délai de trois mois pour accepter la PTF à compter de sa date de réception. À cette fin, il retourne à RTE un exemplaire original signé et accompagné du versement de l'avance prévue au titre du coût des études et mentionnée dans la PTF.

L'entrée du projet en File d'attente est subordonnée à la réalisation de l'ensemble des conditions définies au paragraphe 4. Lorsque ces conditions ne sont pas réalisées en même temps, l'entrée en file d'attente est effective au jour de réalisation de la dernière de ces conditions. À défaut d'acceptation valide dans le délai précité, la PTF devient caduque.

Si le demandeur se voit refuser le bénéfice de la dérogation, les sommes versées mais non engagées par RTE lui sont remboursées. En cas d'abandon du projet par le demandeur après obtention de la dérogation, les sommes sont conservées par RTE sauf si l'abandon du projet résulte d'une cause externe au demandeur et qui ne peut lui être imputée.

Lorsqu'il adresse une PTF, RTE informe le demandeur de la date à laquelle il répondra à d'éventuelles demandes de raccordement pour de nouvelles interconnexions dérogatoires ou des installations de production déjà formulées par des tiers (PTF ou modification de PTF), si celles-ci sont susceptibles d'avoir une incidence sur son projet. De manière symétrique, RTE informe le ou les demandeurs tiers, lorsqu'il leur remet une PTF, qu'il existe un projet susceptible d'avoir une incidence sur la même zone. RTE préserve la confidentialité des informations commercialement sensibles.

Lorsque RTE enregistre l'entrée en File d'attente d'un ou de plusieurs projets tiers ayant une incidence sur le projet du demandeur, il en informe ce dernier. Les conditions de raccordement décrites dans la PTF du demandeur deviennent alors caduques ; dans les meilleurs délais, et dans le respect de la chronologie des demandes, RTE adresse au demandeur une nouvelle PTF.

Dans l'hypothèse où la décision de dérogation nécessiterait une révision de la PTF, il appartient au demandeur d'en faire la demande auprès de RTE qui dispose alors d'un délai de trois mois maximum pour proposer un avenant à la PTF.

La validité d'une PTF peut être prorogée pour une durée supplémentaire pouvant aller jusqu'à trois mois. La demande de prorogation doit parvenir à RTE par écrit au moins dix jours ouvrés avant l'échéance de validité de la PTF.

Cette durée de validité supplémentaire peut être inférieure à trois mois :

- soit lorsque RTE doit répondre à une demande, dont les conditions d'accueil sur le réseau public de transport dépendent du projet du demandeur : dans ce cas, RTE informe le demandeur de la durée de la prorogation. Cette durée est calculée par RTE de telle sorte qu'il dispose de quinze jours ouvrés avant de remettre l'étude concurrente, une fois que le demandeur de la prorogation a notifié à RTE sa décision d'accepter ou non la PTF ;
- soit lorsque RTE est saisi d'une demande, dont les conditions d'accueil sur le réseau public de transport dépendent du projet du demandeur, dans un délai de dix jours ouvrés après avoir accordé une prorogation de trois mois : la durée de la prorogation est alors ramenée à deux mois.

4 La File d'attente

L'entrée en File d'attente d'une nouvelle interconnexion dérogatoire suit la règle « *premier arrivé, premier servi* ». Les demandes de raccordement des nouvelles interconnexions dérogatoires sont traitées dans la même file d'attente que les demandes de raccordement au RPT des producteurs ou des réseaux publics de distribution¹⁰.

La place en File d'attente de la nouvelle interconnexion dérogatoire est prise en compte par RTE dans l'évaluation des impacts de la nouvelle interconnexion sur le fonctionnement global du réseau.

4.1 Entrée d'un projet en File d'attente

L'entrée d'un projet en File d'attente est subordonnée à l'acceptation de la PTF dans les conditions de la présente procédure, sous condition complémentaire concomitante :

- soit de la présentation de l'un des documents cités en annexe 1 ;
- soit du versement d'une somme forfaitaire fixée en fonction de la puissance maximale d'injection de la nouvelle interconnexion à 1 k€ par MW. Les sommes sont versées sur un compte dédié tenu par RTE.

La date d'entrée en File d'attente est la date à laquelle il est satisfait à l'ensemble des conditions ci-dessus.

4.2 Maintien d'un projet en File d'attente

Jusqu'à la signature de la Convention d'Exploitation et de Conduite définitive, chaque projet de nouvelle interconnexion dérogatoire en File d'attente est soumis à un examen annuel de maintien en File d'attente. La date anniversaire de cet examen correspond à la date d'entrée du projet en File d'attente ; elle est notifiée par RTE au demandeur.

Sans préjudice des dispositions du e) de l'article 4.3, le maintien du projet en File d'attente est acquis si, au plus tard à la date de l'examen annuel, le demandeur :

- a fourni à RTE un des documents indiqués en annexe 1. Dans ce cas le document présenté doit avoir été établi dans les douze mois précédant la date de l'examen annuel ;
ou, à défaut,
- a versé la somme forfaitaire calculée conformément au paragraphe 4.1. Dans ce cas, RTE doit avoir reçu au plus tard à la date de l'examen annuel tout document établi par un établissement bancaire certifiant le versement de la somme forfaitaire sur le compte bancaire de RTE.

Si, en cours de processus de raccordement, RTE annonce un retard dans le délai de raccordement spécifié dans la PTF ou la Convention de Raccordement, la date de l'examen annuel suivant cette annonce est décalée d'une durée égale au retard annoncé par RTE.

4.3 Sortie d'un projet de la File d'attente

Un projet est sorti de la File d'attente dans les cas suivants :

- a. si, sur son initiative, le demandeur informe RTE de l'abandon de son projet par écrit ;
- b. si le demandeur ne justifie pas, à la date de l'examen annuel, du maintien de son projet en File d'attente par l'un des deux moyens prévus au paragraphe 4.2. ;
- c. si la Convention de Raccordement (*cf.* paragraphe 6) n'est pas acceptée par le demandeur dans un délai de trois mois après qu'elle lui a été présentée ;
- d. si le projet se voit apporter une modification identifiée au paragraphe 8 de la présente procédure comme faisant perdre à un projet sa position en File d'attente ;

¹⁰ Conformément aux procédures applicables à ces demandes de raccordement.

- e. si le demandeur n'a pas obtenu la dérogation sollicitée auprès des autorités de régulation dans le cadre de l'article 17 du règlement européen n° 714/2009 précité ou si la décision de la Commission européenne d'approuver une dérogation devient elle-même caduque dans les conditions décrites à l'article 17.8 du règlement européen n° 714/2009.

La sortie d'un projet de la File d'attente rend caduc tout document contractuel relatif au raccordement de la nouvelle interconnexion dérogatoire. Dans les cas b) à e) ci-dessus, RTE informe le demandeur qu'il a été mis fin au traitement de sa demande de raccordement.

Dans tous les cas, le demandeur est redevable à l'égard de RTE des sommes correspondant aux frais engagés par ce dernier, que ce soit au titre des études ou au titre des travaux.

Dans tous les cas, la capacité d'accueil du réseau public de transport est remise à disposition d'autres projets. En priorité, RTE propose de modifier par avenant les offres de raccordement des projets sur lesquels la demande caduque avait une incidence, dans l'ordre de leur acceptation, puis, lorsqu'elles sont valides, de leur émission.

La signature de la Convention d'Exploitation et de Conduite définitive met fin au processus de raccordement.

4.4 Restitution des sommes forfaitaires versées par le demandeur

Les sommes versées pour l'entrée ou le maintien en File d'attente sont restituées par RTE au demandeur dans les cas suivants :

- si à la date d'un examen annuel le demandeur fournit l'un des documents mentionnés à l'annexe 1, la dernière somme forfaitaire annuelle versée à RTE lui est restituée ;
- si le demandeur n'a pas obtenu la dérogation sollicitée auprès des autorités de régulation dans le cadre de l'article 17 du règlement européen n°714/2009 précité ou si la décision de la Commission européenne d'approuver une dérogation devient elle-même caduque dans les conditions décrites à l'article 17.8 du règlement européen n° 714/2009, l'intégralité des sommes forfaitaires annuelles est restituée au demandeur ;
- au moment de la signature de la Convention d'Exploitation et de Conduite définitive, l'intégralité des sommes forfaitaires annuelles est restituée au demandeur.

Les sommes mentionnées ci-dessus font l'objet d'une rémunération, versée par RTE au moment de la restitution de ces sommes. Cette rémunération est calculée au taux Eonia¹¹ appliqué sur la période allant de la date de réception des fonds par RTE à la date de l'événement justifiant le remboursement.

À défaut de signature d'une Convention d'Exploitation et de Conduite définitive pour une nouvelle interconnexion dérogatoire, les sommes forfaitaires annuelles versées par le demandeur ne sont pas restituées.

Les sommes forfaitaires définitivement conservées par RTE, ainsi que leur rémunération, viendront minorer les charges à couvrir par le tarif d'utilisation du réseau public de transport d'électricité. Ces montants sont pris en compte au bénéfice des utilisateurs via le Compte de régulation des charges et des produits (CRCP) lors des évolutions annuelles de ce tarif.

¹¹ Euro OverNight Index Average

5 La Convention d'Engagement de Performances

La Convention d'Engagement de Performances a pour objet de déterminer les conditions techniques et juridiques relatives aux performances techniques de la nouvelle interconnexion dérogatoire au moment de sa mise en service et tout au long de son exploitation.

Elle précise les étapes de la mise en exploitation et des essais. Elle est adressée au demandeur au maximum six mois après l'acceptation de la PTF.

6 La Convention de raccordement

La Convention de raccordement est le document contractuel établi postérieurement à la PTF dont l'objet est, sur la base du résultat des études détaillées et des autorisations nécessaires, de déterminer les conditions techniques, juridiques et financières du raccordement.

Dès l'acceptation de la PTF, RTE engage les études techniques détaillées, les procédures administratives et les étapes de concertation nécessaires au raccordement du projet de nouvelle interconnexion dérogatoire. RTE transmet au demandeur un projet de Convention de raccordement à une date compatible avec la date de mise en service prévisionnelle de la nouvelle interconnexion dérogatoire et au plus tard dans les six mois qui suivent la fin des procédures administratives.

La Convention de raccordement doit être acceptée par le demandeur avant le commencement des travaux de raccordement. À défaut de signature par le demandeur dans un délai de trois mois à compter de sa réception, cette Convention est considérée comme caduque. Il est alors mis fin au traitement de la demande de raccordement et le projet est sorti de la File d'attente (cf. point e) du paragraphe 4.3).

La Convention de raccordement engage RTE en termes de coûts et de délais et de description du réseau d'évacuation.

La validité d'une Convention de raccordement peut être prorogée. La demande de prorogation doit parvenir à RTE par écrit au moins dix jours ouvrés avant l'échéance de validité de cette Convention. Le demandeur précise la durée de la prorogation qu'il sollicite ; cette durée ne peut excéder trois mois. RTE notifie au demandeur la durée de prorogation accordée.

RTE peut être exonéré de ses engagements vis à vis du demandeur en termes de coûts et de délais lorsque la nouvelle échéance sollicitée conduit à remettre en cause les engagements de RTE avec les entreprises agissant pour son compte dans la réalisation du raccordement.

7 La Convention d'Exploitation et de Conduite

7.1 En période d'essais

La Convention d'Exploitation et de Conduite en période d'essais précise les relations d'exploitation et de conduite entre RTE et le demandeur pendant la période d'essais de la nouvelle interconnexion dérogatoire. Cette Convention est établie avant la mise en service du raccordement pour la période d'essais.

En tant que de besoin, RTE tiendra compte dans cette Convention, de prescriptions établies par l'autre gestionnaire de réseau auquel est raccordée la nouvelle interconnexion dérogatoire (ou en accord avec ce dernier) afin d'assurer la coordination des essais et le contrôle conjoint du respect des exigences techniques entre les gestionnaires de réseaux.

7.2 A l'issue des essais

Une Convention d'Exploitation et de Conduite définitive est établie à l'issue de la réalisation des essais de la nouvelle interconnexion dérogatoire, jugés recevables par RTE, et le cas échéant après avis de l'autre gestionnaire de réseau.

Cette Convention a pour objet de définir les modalités d'exploitation et de conduite de la nouvelle interconnexion dérogatoire ainsi que les modalités d'échange d'informations entre RTE et l'exploitant de cette interconnexion.

8 La modification du projet après acceptation de la PTF

Si un demandeur souhaite modifier son projet de nouvelle interconnexion dérogatoire une fois la PTF acceptée, il notifie à RTE les modifications envisagées et peut demander une étude complémentaire. RTE examine la nécessité d'effectuer cette étude complémentaire.

Cette étude complémentaire est facturée par RTE au coût réel après acceptation par le demandeur d'un devis. À compter de la réception de la demande d'étude et des données permettant sa réalisation, en langue française, RTE dispose d'un délai de trois mois pour remettre l'étude complémentaire.

Les modifications suivantes font perdre à un projet sa place en File d'attente et requièrent du demandeur de recommencer le processus de raccordement :

- Annulation ou non obtention de la dérogation ;
- Modification du point de raccordement au réseau existant.

Si la modification est limitée à une augmentation de la puissance de la nouvelle interconnexion dérogatoire, le projet initial conserve sa place en File d'attente pour le volume prévu dans la PTF initiale et l'augmentation est considérée comme un projet complémentaire auquel s'appliquent les règles définies au paragraphe 4 de la présente procédure.

Si l'étude complémentaire montre que la solution de raccordement initialement acceptée ne correspond plus à la meilleure solution pour le projet modifié, RTE propose un avenant à la PTF dans un délai maximum de trois mois, à compter de la remise de cette étude.

Annexe 1 : Documents dont la fourniture est réputée attester de l'avancement d'un projet

(cf. paragraphe 4)

1. Lorsque le projet est en phase d'étude et qu'aucune procédure administrative n'est engagée, le demandeur peut attester de l'avancement de son projet en produisant l'un des documents suivants :
 - Attestation de commande d'une étude d'impact (facture acquittée ou cahier des charges fourni par le demandeur à son prestataire)
2. Lorsque le demandeur a engagé les phases administratives, il peut attester de l'avancement de son projet en produisant un document établi dans l'année et représentatif de l'avancement du projet de nouvelle interconnexion dérogatoire, du point de vue administratif, et qui émane d'une autorité administrative ayant à délivrer une autorisation nécessaire à la réalisation du projet. La liste des documents répondant à ces critères est la suivante :

Documents admis au titre de la procédure d'octroi de la dérogation

- Récépissé délivré par la CRE attestant du dépôt d'un dossier complet de demande de dérogation
- Copie de l'attestation de dépôt d'une demande complète de raccordement auprès de l'autre gestionnaire de réseau auquel est raccordée la nouvelle interconnexion dérogatoire
- Décision d'octroyer une dérogation conformément au règlement européen n° 714-2009

Documents admis au titre de la procédure Permis de construire de la station de conversion

- Récépissé de la demande de Permis de construire
- Notification du délai d'instruction de la demande de Permis de construire
- Décision de désignation du commissaire-enquêteur par le Président du Tribunal administratif
- Arrêté préfectoral d'ouverture et d'organisation de l'enquête publique
- Avis d'ouverture de l'enquête publique
- Rapport et conclusions du commissaire-enquêteur
- Attestation de la transmission au préfet du dossier de l'enquête avec le rapport et les conclusions du commissaire-enquêteur
- Arrêté préfectoral accordant le Permis de construire
- Certificat d'affichage de l'arrêté préfectoral accordant le Permis de construire
- Récépissé de la demande de Permis de construire modificatif ou de Transfert du permis de construire
- Arrêté préfectoral accordant le Transfert du Permis de construire
- Notification du délai d'instruction de la demande de Permis de construire modificatif
- Décision de désignation du commissaire-enquêteur par le Président du Tribunal administratif pour le Permis de construire modificatif
- Arrêté préfectoral d'ouverture et d'organisation de l'enquête publique pour le Permis de construire modificatif
- Avis d'ouverture de l'enquête publique pour le Permis de construire modificatif
- Rapport et conclusions du commissaire-enquêteur
- Décision du commissaire-enquêteur de proroger la durée de l'enquête pour le Permis de construire modificatif
- Attestation de la transmission au préfet du dossier de l'enquête avec le rapport et les conclusions du commissaire-enquêteur pour le Permis de construire modificatif
- Arrêté préfectoral accordant le Permis de construire modificatif
- Certificat d'affichage de l'arrêté préfectoral accordant le Permis de construire modificatif

Documents admis au titre de la procédure ICPE (procédure de déclaration)

- Récépissé de déclaration d'un dossier conforme
- Arrêté portant prescription générale de fonctionnement de l'installation

Documents admis au titre de la procédure ICPE (procédure d'enregistrement)

- Attestation de dépôt d'un dossier de demande d'enregistrement
- Certificat d'affichage de l'avis d'information relatif à la demande d'enregistrement
- Arrêté d'enregistrement

Documents admis au titre de la procédure ICPE (procédure d'autorisation)

- Attestation de la transmission par le Préfet d'un dossier conforme au Président du Tribunal Administratif (TA)
- Désignation d'un Commissaire enquêteur par le Président du Tribunal Administratif
- Arrêté d'ouverture de l'enquête publique
- Certificat du maire des communes concernées certifiant l'affichage de l'avis d'enquête publique
- Convocation du demandeur par le commissaire enquêteur après la clôture de l'enquête publique
- Attestation de l'envoi par le commissaire enquêteur de son rapport et de ses conclusions au Préfet
- Attestation de l'envoi par le Préfet du rapport et des conclusions du commissaire enquêteur au président du TA et aux maires des communes concernées
- Attestation de l'envoi du dossier (enquête publique, avis des maires et des Services) à l'inspection des installations classées
- Attestation de la transmission du rapport de l'inspection des installations classées au conseil départemental de l'environnement et des risques sanitaires et technologiques saisi par le préfet
- Attestation de réception par le demandeur de l'exemplaire des propositions de l'inspection des installations classées
- Attestation de réception par le demandeur du projet d'arrêté préfectoral statuant sur la demande
- Arrêt motivé du préfet fixant un nouveau délai pour statuer sur la demande
- Arrêté préfectoral statuant sur la demande d'autorisation ICPE

Documents admis au titre de la procédure d'autorisation d'occupation du domaine public maritime (Décret 2004-308 du 29 mars 2004 relatif aux concessions d'utilisation du domaine public maritime en dehors des ports)

- Attestation de dépôt d'un dossier conforme de demande de concession
- Attestation de la consultation du préfet maritime par le préfet ayant reçu la demande de concession
- Attestation de la publication de l'avis de publicité préalable engagée par le préfet
- Attestation de l'ouverture d'une instruction administrative conduite par le service gestionnaire du domaine public maritime
- Avis du directeur des services fiscaux recueilli par le service gestionnaire du domaine public maritime
- Avis de la commission nautique locale ou de la grande commission nautique
- Avis du préfet maritime joint au dossier soumis à consultation
- Avis des communes et EPCI concernés
- Attestation de la transmission par le service gestionnaire du domaine public maritime du dossier d'instruction au préfet avec le projet de convention
- Attestation de la saisine, par le préfet, du président du TA en vue de la désignation d'un commissaire enquêteur ou d'une commission d'enquête
- Attestation de désignation d'un commissaire enquêteur ou d'une commission d'enquête
- Certificat d'affichage de l'avis d'information relatif à l'enquête publique
- Arrêté préfectoral d'ouverture de l'enquête publique
- Décision du commissaire enquêteur ou de la commission d'enquête de proroger de délai de l'enquête
- Rapport du commissaire enquêteur ou de la commission d'enquête et observations recueillies
- Avis du préfet
- Attestation de la transmission du dossier du commissaire enquêteur ou de la commission d'enquête (rapport et conclusions) au préfet ou au sous préfet
- Attestation de la transmission par le préfet du dossier du commissaire enquêteur ou de la commission d'enquête au président du TA et aux maires des communes concernées
- Arrêté préfectoral approuvant la convention d'occupation du domaine public maritime
- Convention d'occupation du domaine public maritime

Documents admis au titre de la procédure d'autorisation au titre de l'article L 214-2 et suivants du code de l'environnement (Loi sur l'eau)

- Récépissé de dépôt de la demande d'autorisation Loi sur l'eau
- Décision de désignation du commissaire-enquêteur par le Président du Tribunal administratif
- Arrêté préfectoral d'ouverture et d'organisation de l'enquête publique
- Avis d'ouverture de l'enquête publique
- Rapport et conclusions du commissaire enquêteur
- Décision du commissaire-enquêteur de proroger la durée de l'enquête publique
- Attestation de la transmission au préfet du dossier de l'enquête avec le rapport et les conclusions du commissaire-enquêteur
- Avis du Conseil départemental de l'environnement et des risques sanitaires et technologiques : (CODERST)
- Projet d'arrêté statuant sur la demande porté par le Préfet à la connaissance du pétitionnaire
- Arrêté préfectoral accordant l'autorisation Loi sur l'eau

Documents admis au titre de la procédure de débat public (Code de l'environnement)

- Attestation de dépôt d'un dossier conforme aux dispositions de l'article L. 121-8 du Code de l'environnement
 - Décision de la Commission nationale du débat public (CNDP) définissant les modalités d'organisation et/ou d'animation d'un débat public
 - Accusé réception du dossier établi par le maître d'ouvrage ou, à défaut, par la personne publique responsable du projet, en vue du débat public
 - Attestation de dépôt d'un dossier conforme aux dispositions de l'article R. 121-8 du Code de l'environnement
 - Attestation de la publication par le président de la CNDP du compte rendu et du bilan du débat public
 - Attestation de la publication de l'acte par lequel le maître d'ouvrage ou la personne publique responsable du projet décide de la poursuite de celui-ci
- 3.** Lorsque le projet est en phase de construction et qu'il n'y a plus de document administratif à produire, le demandeur peut attester de l'avancement de son projet en produisant l'un des documents suivants :
- Attestation de la commande de la station de conversion ;
 - Attestation de réalisation d'une prestation au titre de la Coordination Sécurité et Protection de la Santé
 - Attestation d'achèvement et de conformité des travaux

Documentation Technique de Référence
Chapitre 1 - Instruction des demandes de raccordement

Article 1.4

Règles techniques transitoires de conception et de
fonctionnement pour le raccordement au RPT d'une Nouvelle
Interconnexion Dérogatoire à courant continu (article 17 du règlement
CE-714-2009)

Version 1 applicable à compter du 25 février 2013

16

pages

SOMMAIRE

CONTEXTE	3
1. DEFINITIONS.....	4
2. GENERALITES	5
2.1 CHAMP D'APPLICATION	5
2.2 NOTION DE P _{MAX}	5
2.3 DOMAINE DE TENSION DE RACCORDEMENT DE REFERENCE.....	5
2.4 RACCORDEMENT EN PIQUAGE.....	5
3. ETUDE DE RACCORDEMENT.....	5
3.1 INFORMATIONS NECESSAIRES A L'ETUDE DE RACCORDEMENT.....	5
3.2 CONTENU DE L'ETUDE	5
3.3 DEFINITION DE LA TENSION DE RACCORDEMENT	6
3.4 ENGAGEMENTS CONTRACTUELS.....	6
4. FONCTIONNALITES ET PERFORMANCES.....	7
4.1 LIAISONS A 2 DISJONCTEURS.....	7
4.2 FIABILITE DE LA NID	7
4.3 FOURNITURE D'UN MODELE PERMETTANT DE SIMULER LE COMPORTEMENT DE L'INSTALLATION	7
4.4 REGIME DE NEUTRE ET SYSTEME DE PROTECTION	7
4.5 FONCTIONNEMENT EN REGIME PERMANENT	8
4.6 FONCTIONNEMENT EN REGIME EXCEPTIONNEL	8
4.7 CAPACITE EN REACTIF ET REGLAGE DE LA TENSION	9
4.8 PARTICIPATION A LA RECONSTITUTION DU RESEAU APRES UN BLACK-OUT.....	10
4.9 NON DECLENCHEMENT LORS DE COURT-CIRCUITS, VARIATIONS DE TENSION OU REPORTS DE CHARGE	11
4.10 CONTRIBUTION A LA STABILITE TRANSITOIRE DU SYSTEME ELECTRIQUE.....	11
4.11 PERTURBATIONS	12
4.12 MODULATION DE LA PUISSANCE ACTIVE	13
4.13 EQUIPEMENTS DESTINES A TRANSMETTRE DES INFORMATIONS ET A RECEVOIR DES COMMANDES D'EXPLOITATION	13
5. REGLES D'EXPLOITATION	13
5.1 REGLAGE DES PROTECTIONS DE DECONNEXION	14
5.2 CENTRE DE CONDUITE	14
5.3 TRANSMISSION DU PROGRAMME D'ECHANGE	14
6. MODALITES DU CONTROLE DES PERFORMANCES DE LA NID	14
6.1 CONTROLE AVANT LA PREMIERE MISE EN SERVICE OU AVANT LA REMISE EN SERVICE	15
6.2 CONTROLE PERIODIQUE	15
6.3 CONTROLES APRES UN DYSFONCTIONNEMENT	16
6.4 CONSEQUENCE D'UNE NON-CONFORMITE	16

CONTEXTE

Le règlement européen CE n°714/2009 du 13 juillet 2009 prévoit en son article 17 des dispositions dérogatoires pour les Nouvelles Interconnexions en courant continu (et à titre exceptionnel, pour les Nouvelles Interconnexions en courant alternatif) lorsqu'elles répondent à certaines conditions.

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a publié trois délibérations visant à encadrer les modalités d'application de l'article 17 du règlement européen dans le contexte du système électrique français :

- **Délibération du 26 juillet 2011** portant décision sur les règles d'approbation de la procédure de traitement des demandes de raccordement des nouvelles interconnexions au réseau public de transport d'électricité ;
- **Délibération du 29 mars 2012** portant communication sur l'application de l'article 17 du règlement (CE) n° 714/2009 du 13 juillet 2009 ;
- **Délibération du 9 mai 2012** portant décision sur les conditions de raccordement et d'accès au réseau public de transport des nouvelles interconnexions mentionnées à l'article 17 du règlement (CE) n° 714/2009 du 13 juillet 2009.

Conformément à la demande de la CRE dans la délibération du 26 juillet 2011 susmentionnée, RTE a publié dans sa Documentation Technique de Référence (DTR) une **Procédure de traitement des demandes de raccordement au réseau public de transport d'électricité des nouvelles interconnexions sollicitant une dérogation au titre de l'article 17 du règlement (CE) n° 714/2009 du 13 juillet 2009**. Cette procédure est applicable depuis le 3 mai 2012.

Dans sa délibération du 9 mai 2012, la CRE précise que *les nouvelles interconnexions qui sont, techniquement, des circuits d'interconnexion, doivent respecter les dispositions du décret du 27 juin 2003* relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement au réseau public de transport de l'électricité.

La CRE précise également dans cette même délibération que : *Pour cela, au même titre que les installations des consommateurs et des réseaux publics de distribution, un arrêté devra préciser les prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour vérifier que les nouvelles interconnexions satisfont aux objectifs fixés par ce décret pour leur raccordement au réseau public de transport. Dans l'attente de la publication de cet arrêté, le gestionnaire du réseau de transport est invité à produire des règles transitoires précisant les prescriptions techniques du raccordement d'un circuit d'interconnexion et à les publier dans sa documentation technique de référence.*

Il conviendrait que ces règles transitoires de raccordement d'un circuit d'interconnexion fassent l'objet, avant leur publication, d'une concertation avec les représentants des différentes catégories d'utilisateurs du réseau public de transport et que les gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité et les investisseurs potentiels de nouvelles interconnexions soient associés à cette concertation.

Avant leur publication, il conviendrait, comme précisé par la CRE dans sa délibération du 30 septembre 2010, que le gestionnaire du réseau public de transport notifie à la CRE les règles transitoires de raccordement d'un circuit d'interconnexion, ainsi que les résultats de la concertation menée avec les représentants des différentes catégories d'utilisateurs, des gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité et des investisseurs potentiels de nouvelles interconnexions, en faisant apparaître l'ensemble des opinions recueillies.

C'est dans ce contexte que RTE a élaboré des **Règles techniques transitoires de conception et de fonctionnement pour le raccordement au RPT d'une Nouvelle Interconnexion Dérogatoire (NID) à courant continu**¹

Néanmoins, n'ayant pas vocation à se substituer au pouvoir réglementaire, RTE a élaboré ces règles avec pour objectif de définir le niveau minimal d'exigences permettant d'éviter que le raccordement d'une NID ne perturbe la sécurité et la sûreté du système électrique.

Il est entendu que ce niveau d'exigences pourra être révisé ultérieurement ²si le raccordement des NID fait l'objet d'une réglementation nationale et/ou est traité dans les codes de réseau européens. Dans ces conditions, les Règles transitoires établies par RTE deviendront sans objet et seront remplacées par les dispositions de la réglementation nationale ou des codes de réseau européens.

Ces Règles ont été concertées avec les représentants des différentes catégories d'utilisateurs et des investisseurs potentiels de nouvelles interconnexions qui ont souhaité participer à leur élaboration.

Conformément aux dispositions prévues par la délibération de la CRE du 9 mai 2012, ces Règles et les résultats de la concertation lui ont été notifiés le 15 février 2013.

Ces règles ayant vocation à combler l'absence de l'arrêté prévu par le décret du 27 juin 2003, RTE les a également transmises, ainsi que les résultats de la concertation, au Ministre en charge de l'énergie, le 15 février 2013.

La CRE et le Ministère n'ayant pas formulé d'observations sur ces règles, elles sont publiées en version 1, dans la DTR, en date du 25 février 2013 et s'appliquent, à compter de cette date, à RTE et aux investisseurs potentiels de nouvelles interconnexions.

En complément à ces règles techniques transitoires, le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité publiera dans la DTR une trame type de cahier des charges des capacités constructives pour une Nouvelle Interconnexion Dérogatoire à courant continu. Un tel cahier des charges est délivré par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité à l'exploitant de la Nouvelle Interconnexion Dérogatoire dans le cadre du processus de raccordement.

1. DEFINITIONS

Nouvelle interconnexion	Ligne de transport qui traverse ou enjambe une frontière séparant des Etats membres et qui relie des réseaux de transport nationaux des Etats membres.
Nouvelle Interconnexion Dérogatoire (NID)	Nouvelle interconnexion ayant fait l'objet d'une décision de dérogation, en vertu de l'article 17 du règlement CE-714-2009.
Installation terminale d'une NID à courant continu	Elle comprend la station de conversion entre la liaison à courant continu et le réseau à courant alternatif français ainsi que les installations à courant alternatif de propriété de l'exploitant de la NID et leurs installations auxiliaires.
Point de livraison	Point physique du réseau où les caractéristiques physiques d'une fourniture sont spécifiées. Il est défini dans les documents contractuels conclus entre l'exploitant de la NID et le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité (convention de raccordement, contrat d'accès au réseau...). Il s'agit généralement du point frontière entre le réseau public de transport d'électricité et l'installation dont l'exploitant de la NID est le propriétaire.

¹ S'agissant de Règles transitoires, RTE a défini des règles pour les interconnexions à courant continu, l'article 17 du règlement européen CE n°714/2009 ayant vocation à s'appliquer de manière presque exclusive aux interconnexions à courant continu.

² En particulier les conditions de participation des NID au plan de reconstitution du réseau établi par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité pourront être précisées dans la réglementation nationale ou les codes de réseaux européens.

2. GENERALITES

2.1 Champ d'application

Ces dispositions s'appliquent aux NID à courant continu qui relèvent de l'article 17 du règlement CE-714-2009, qui font l'objet d'un premier raccordement au réseau public de transport en courant alternatif, dans les domaines de tension HTB2 et HTB3, et dont la convention de raccordement n'est pas signée à la date d'application du présent article de la DTR.

2.2 Notion de Pmax

Une NID peut se caractériser par une puissance maximale d'injection différente de la puissance maximale de soutirage. En conséquence, la notion de Pmax s'entend dans la suite de l'article comme le majorant de la puissance maximale d'injection et de la puissance maximale de soutirage.

$$P_{\max} = \text{Max} (P_{\max \text{ injection}} ; P_{\max \text{ soutirage}})$$

2.3 Domaine de tension de raccordement de référence

Le Domaine de tension de raccordement de référence est déterminé en fonction de la puissance Pmax conformément aux limites figurant dans le tableau ci-après :

DOMAINE de tension	TENSION nominale U_n	$P_{\max}$ LIMITE
HTB2	225 kV	250 MW
HTB3	400 kV	> 250 MW

Une NID de Pmax supérieure à 250 MW peut être raccordée en HTB2, à titre dérogatoire et exceptionnel. Le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité n'est tenu d'accorder une telle dérogation que dans les cas où l'étude de raccordement montre qu'il est possible de raccorder l'installation terminale de la NID par une liaison aboutissant directement à un jeu de barres HTB2 exploité par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité.

2.4 Raccordement en piquage

Les raccordements dits « en piquage » sur une liaison existante sont interdits.

3. ETUDE DE RACCORDEMENT

3.1 Informations nécessaires à l'étude de raccordement

Les informations nécessaires à l'étude du raccordement effectuée par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité conformément aux dispositions de l'article 5 du décret n°2003-588 du 27 juin 2003 susvisé, fournies et attestées exactes par l'exploitant de la NID, précisent notamment :

- La localisation de l'installation terminale de la NID ;
- sa puissance maximale à l'injection et au soutirage ;
- les caractéristiques techniques de l'installation ;

Le détail des informations à fournir et la chronologie de leur communication au gestionnaire du réseau public de transport d'électricité au cours de la procédure de raccordement sont précisés dans la documentation technique de référence de ce gestionnaire.

3.2 Contenu de l'étude

L'étude de raccordement effectuée par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité prend en compte :

- les caractéristiques des ouvrages existants ou décidés du réseau public de transport d'électricité
- les caractéristiques de l'installation à raccorder qui sont communiquées par l'exploitant de la NID
- les caractéristiques des installations déjà raccordées
- les engagements de raccordement antérieurs qui s'imposent au gestionnaire du réseau public de transport d'électricité.

L'étude examine les divers scénarii de fonctionnement du système électrique après raccordement de la NID, en situation normale et en cas d'aléa.

L'étude détermine également si la NID doit faire partie du plan de reconstitution du réseau établi par le gestionnaire en application de l'article 33 du cahier des charges type annexé au décret du 23 décembre 2006 susvisé.

Le projet de raccordement est défini de telle sorte que l'insertion de la NID soit compatible avec les prescriptions des présentes règles, avec les autres obligations réglementaires auxquelles le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité est lui-même soumis et avec les autres engagements contractuels auxquels ce dernier a souscrit, notamment en matière de qualité de l'électricité.

A cette fin, l'étude identifie les éventuelles contraintes que le raccordement de la NID est susceptible de faire peser, notamment sur :

- le respect des intensités admissibles dans les ouvrages du réseau public de transport d'électricité, en régime permanent et lors des régimes de surcharge temporaire admissibles en cas d'indisponibilité d'éléments du réseau ;
- le respect, en cas de défauts d'isolement, du pouvoir de coupure des disjoncteurs, de la tenue thermique et de la tenue aux efforts électrodynamiques des ouvrages du réseau public de transport d'électricité et des installations des utilisateurs déjà raccordés ;
- la tenue de la tension sur le réseau public de transport d'électricité dans les plages normales lors de la mise en service ou du déclenchement de la NID ainsi que lors de ses variations de charge. En régime exceptionnel du réseau, la tension ne doit pas dépasser les valeurs admissibles par les matériels ou descendre vers des valeurs qui risquent de provoquer un effondrement de tension ;
- le respect des performances d'élimination des défauts d'isolement ;
- la maîtrise des phénomènes dangereux pour la sûreté du système électrique tels que les déclenchements en cascade, les effondrements de tension et les ruptures de synchronisme ;
- le maintien de la qualité de l'électricité à un niveau compatible avec les besoins des utilisateurs.

3.3 Définition de la tension de raccordement

En fonction des résultats de l'étude du raccordement, la tension de dimensionnement (U_{dim}) qui permet d'optimiser le fonctionnement de la NID est fixée à l'intérieur de la plage normale de variation de la tension.

La valeur retenue pour U_{dim} est consignée dans la convention de raccordement.

3.4 Engagements contractuels

L'acceptation par l'exploitant de la NID de la proposition de raccordement élaborée par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité donne lieu à l'établissement d'une convention de raccordement et d'une convention d'exploitation. Dans le cadre de ces conventions, le gestionnaire de la NID atteste de l'exactitude des informations qu'il a fournies au gestionnaire du réseau public de transport d'électricité pour l'étude du raccordement et atteste la conformité de la NID réalisée avec les informations précitées ainsi qu'avec les prescriptions des présentes règles, y compris dans leurs

déclinaisons telles que contenues dans la documentation technique de référence du gestionnaire de réseau de transport, et les prescriptions obligatoires découlant d'autres réglementations que le décret du 27 juin 2003 susvisé.

4. FONCTIONNALITES ET PERFORMANCES

4.1 Liaisons à 2 disjoncteurs

La liaison de raccordement est la liaison à courant alternatif reliant l'installation terminale de la NID à un poste du réseau public de transport d'électricité.

Toute liaison de raccordement doit comporter deux dispositifs permettant d'assurer de façon fiable la coupure en charge de l'ouvrage, à chacune de ses extrémités, en cas de défaut. L'un de ces dispositifs est réputé faire partie de l'installation terminale de la NID et être exploité par l'exploitant de la NID et l'autre est réputé faire partie du poste du réseau public de transport d'électricité auquel cette installation est raccordée.

Toutefois, le raccordement avec un seul des dispositifs précités, qui est dans ce cas réputé faire partie de la NID, est possible lorsque l'installation terminale de la NID est mitoyenne du poste du réseau public de transport auquel elle est raccordée. Dans ce cas, le dispositif précité est installé dans ce dernier poste.

4.2 Fiabilité de la NID

La perte fortuite d'un équipement élémentaire de la NID ne doit pas entraîner une variation de la puissance échangée supérieure à un seuil défini par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité. Ce seuil de puissance perdue maximale est en tous cas supérieur à la puissance de la plus grosse unité de production raccordée au réseau public de transport d'électricité et doit être tel que le raccordement d'une NID de puissance égale à ce seuil ne conduise pas à modifier le volume de réserve primaire de réglage de la fréquence convenu entre les gestionnaires de réseau membres du RGCE d'ENTSO-E.

La valeur de ce seuil est fixée initialement à 1800 MW et pourra être révisée dans le cadre des évolutions de la DTR.

4.3 Fourniture d'un modèle permettant de simuler le comportement de l'installation

L'exploitant de la NID transmet au gestionnaire du réseau public de transport d'électricité un modèle représentatif du comportement de l'installation sous forme de schémas blocs usuellement utilisé en automatique et décrivant le comportement des régulations, des limitations et des protections internes de l'installation terminale de la NID (protection de sous-tension, sur-tension, et plus globalement de toute protection qui pourrait s'activer sur événement réseau). Le niveau de détail de ce modèle devra permettre une simulation correcte du comportement de l'installation lors des études de réseau et de protection.

4.4 Régime de neutre et Système de protection

Afin de préserver la sécurité des personnes et des biens, toute NID, à son interface avec le réseau public de transport d'électricité en courant alternatif, comprend un dispositif de fixation du potentiel du neutre HTB par rapport à la terre. L'impédance homopolaire à respecter au point de livraison ou, à défaut, la valeur du courant homopolaire en ce point est prescrite par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité à l'issue de l'étude de raccordement.

Toute NID doit être équipée, à son interface avec le réseau public de transport d'électricité en courant alternatif, d'un système de protection qui élimine tout défaut d'isolement au sein de l'installation susceptible de créer une surintensité ou une dégradation de la qualité de l'électricité sur le réseau public de transport d'électricité.

Ce système doit aussi permettre d'éliminer tout apport de courant de court-circuit émanant de l'installation terminale de la NID lors de l'occurrence d'un défaut d'isolement sur la liaison de raccordement et sur le jeu de barres du réseau public de transport d'électricité auquel elle est raccordée ainsi que tout apport de courant de court-circuit émanant de l'installation suite à des

défauts d'isolement situés sur d'autres liaisons raccordées au poste de raccordement au réseau public de transport d'électricité.

Les caractéristiques fonctionnelles de ce système et ses performances respectent les prescriptions définies par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité et communiquées à l'exploitant de la NID à l'issue de l'étude de raccordement. Ces prescriptions concernent en particulier les performances du système de protection, son réglage coordonné avec le système de protection du réseau public de transport d'électricité et l'archivage des informations concernant le fonctionnement des protections.

4.5 Fonctionnement en régime permanent

Les NID doivent avoir la capacité constructive de fonctionner en régime permanent avec une tension et une fréquence n'excédant pas, au niveau de leur point de livraison, les plages normales du réseau.

Les plages de variation normale de la tension sur le réseau public de transport d'électricité sont précisées dans le tableau ci-joint.

DOMAINE de tension	TENSION nominale U_n	PLAGE NORMALE de variation de la tension
HTB2	225 kV	de 200 KV à 245 kV
HTB3	400 kV	de 380 KV à 420 kV

La plage de variation normale de la fréquence sur le réseau public de transport d'électricité est comprise entre 49,5 Hz et 50,5 Hz.

4.6 Fonctionnement en régime exceptionnel

La NID doit rester en fonctionnement dans les plages de tension et de fréquence prévues en régime exceptionnel.

Les conditions de durée et de capacité à moduler la puissance réactive requises pendant ces fonctionnements dans les plages de tension et de fréquence exceptionnelles sont définies ci-après.

La NID doit fonctionner dans les plages exceptionnelles de fréquence, en respectant son programme de puissance active injectée ou soutirée, dans les conditions de durée définies dans le tableau I du présent article.

Tableau I : plages exceptionnelles de fréquence

Plage de fréquence	Durée minimale de fonctionnement
]49,5 Hz ; 49 Hz]	permanent
]49 Hz ; 47,5Hz]	30 min
]50,5 Hz ; 51 Hz]	permanent
]51 Hz ; 51,5 Hz]	30 min

Pour toute valeur de la tension au point de livraison (U) inscrite dans l'une des plages exceptionnelles de variation fixées selon le tableau II, la NID doit fonctionner pour des durées limitées dans les conditions définies ci-après :

1. Fonctionnement pendant au moins 5 minutes lorsque U est égale à la limite supérieure de la plage exceptionnelle haute. Au cours d'un tel fonctionnement, la NID doit respecter son programme de puissance active injectée ou soutirée et pouvoir moduler la puissance réactive dans les limites de son domaine de fonctionnement minimal, défini à l'article 4.7.

2. Fonctionnement pendant au moins 90 minutes lorsque U est égale à $0,85 \times U_n$. En outre, quelle que soit la puissance active fournie ou soutirée, la NID doit pouvoir fournir une puissance réactive dans les limites de son domaine de fonctionnement minimal, défini à l'article 4.7. Pour les NID dont la technologie ne permet pas de fonctionner à une tension aussi basse que $0,85 \times U_n$, la convention d'exploitation précise la tension au dessus de laquelle les conditions de fonctionnement précédentes sont possibles (cette tension doit être comprise entre $0,85 \times U_n$ et $0,9 \times U_n$).

3. Pour les NID dont la technologie le permet, fonctionnement le plus longtemps possible lorsque U est comprise entre $0,85 \times U_n$ et $0,8 \times U_n$. Les conditions précises de fonctionnement sont consignées dans la convention d'exploitation

Les plages exceptionnelles de variation de la tension sur le réseau public de transport d'électricité sont fixées en fonction du domaine de tension dans le tableau ci-après :

Tableau II : plages de variation exceptionnelles de tension

DOMAINE de tension	TENSION nominale U_n	PLAGES EXCEPTIONNELLES DE VARIATION de la tension au point de livraison	Limite sup. de la plage haute	$0,85 \times U_n$	$0,8 \times U_n$ et limite inf. de la plage basse
HTB2	225 kV	Plage basse : de 180 kV à 200 kV Plage haute : de 245 kV à 250 kV	250 kV	191,25 kV	180 kV
HTB3	400 kV	Plage basse : de 320 kV à 380 kV Plage haute : de 420 kV à 440 kV	440 kV	340 kV	320 kV

4.7 Capacité en réactif et réglage de la tension

Capacité en réactif

La convention de raccordement précise la tension de dimensionnement (U_{dim}) qui permet d'optimiser le fonctionnement de la NID. Elle est fixée à l'intérieur de la plage normale de variation de la tension en fonction des résultats de l'étude du raccordement. U est la valeur de la tension au point de livraison.

Quelle que soit la puissance active injectée ou soutirée, comprise entre la puissance maximale d'injection et la puissance maximale de soutirage, la NID doit être capable de fonctionner dans les conditions suivantes :

Pour toute valeur de U comprise entre $0,9 \times U_{dim}$ et $1,1 \times U_{dim}$, et dans les limites de la plage normale de variation de la tension qui est fixée dans le tableau de l'article 4.5 en fonction du domaine de tension, la NID doit pouvoir moduler sa production et sa consommation de puissance réactive à minima dans l'intervalle $[-0,35 \times P_{max}, +0,32 \times P_{max}]$.

Possibles accords entre les parties pour modifier les capacités en réactif

Lorsque les besoins du réseau public de transport d'électricité l'exigent dans les cas spécifiés par son gestionnaire au vu de l'étude de raccordement, ce dernier peut demander un décalage de la plage de réactif fournie par l'installation terminale de la NID. Les prescriptions du présent article sont modifiées par un accord entre le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité et l'exploitant de la NID dans les limites suivantes :

i) L'intervalle $[-0,35 \times P_{max}, +0,32 \times P_{max}]$ est remplacé par l'intervalle $[d - 0,35 \times P_{max}, d + 0,32 \times P_{max}]$, où « d » est un décalage de la puissance réactive exprimé en pourcentage de P_{max} qui prend une valeur définie par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité au vu des résultats de l'étude de raccordement et pouvant être fixée entre 0 et $+0,13 \times P_{max}$;

Lorsque la capacité de l'installation terminale de la NID à fournir ou à absorber de la puissance réactive n'est acquise, en raison de limitations technologiques, que par l'intermédiaire de l'adjonction d'équipements accessoires, le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité peut accepter une dérogation consistant à raccorder initialement ladite installation en l'absence d'une partie ou de la totalité de ces équipements accessoires dès lors que l'étude de raccordement démontre que ceux-ci ne sont pas immédiatement nécessaires. Cette dérogation est subordonnée à l'engagement de l'exploitant de la NID à pourvoir ultérieurement à l'adjonction des équipements accessoires

susmentionnés à la demande, assortie d'un préavis du gestionnaire du réseau public de transport d'électricité. Cet engagement, les cas pouvant nécessiter sa mise en œuvre ainsi que le préavis précité doivent figurer dans la convention de raccordement.

Réglage de la tension

Toute installation terminale de NID doit être dotée d'une fonction de régulation de la tension permettant d'asservir la production ou la consommation de puissance réactive à la tension du réseau public de transport d'électricité dans les limites des capacités précédemment définies.

Toute installation terminale de NID doit être dotée d'une fonction de régulation complémentaire permettant d'atteindre toute valeur de consigne de tension fournie par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité dans le cadre du réglage secondaire de la tension.

Les caractéristiques fonctionnelles et les performances des fonctions de régulation demandées aux NID sont précisées dans le cahier des charges des capacités constructives pour une NID à courant continu.

Contractualisation de la participation au réglage de la tension

Le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité conclut avec l'exploitant de la NID un contrat précisant les conditions techniques, juridiques et financières de mobilisation, par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité, des capacités de réglage de la tension de l'installation terminale de la NID. Ces conditions sont identiques à celles applicables aux installations de production et définies dans la DTR dans le modèle de contrat de participation aux services système³.

4.8 Participation à la reconstitution du réseau après un black-out

Toute NID doit contribuer à la sûreté du réseau en apportant son concours au gestionnaire du réseau public de transport d'électricité.

Afin de permettre au gestionnaire du réseau public de transport d'électricité d'élaborer son plan de reconstitution du réseau, établi en application de l'article 33 du cahier des charges type [décret n°2006-1731 du 23 décembre 2006], l'exploitant de la NID transmet au gestionnaire du réseau public de transport d'électricité une description détaillée des capacités de la NID à :

- remettre le réseau sous tension et participer au rétablissement de l'alimentation des distributeurs et consommateurs (capacité à injecter de la puissance sur le réseau public de transport d'électricité alors que la valeur de la tension au point de livraison est égale à zéro) ou, à défaut de la capacité précédente, sa capacité à se reconnecter sans délai au réseau, à la demande du gestionnaire du réseau public de transport d'électricité
- fonctionner à puissance très basse pendant une durée continue d'au moins deux heures (puissance inférieure à $0,15 \times P_{max}$, y compris lorsque la NID alimente une partie isolée du réseau public de transport d'électricité) ;
- fonctionner sur une partie restreinte et isolée du réseau public de transport d'électricité, en équilibrant la consommation constatée sur cette partie du réseau par la puissance injectée par la NID, et capacité à maintenir la fréquence avec une précision de ± 5 mHz autour d'une valeur cible modifiable par RTE avec un pas de résolution de 10 mHz. Cette capacité à fonctionner ainsi doit être évaluée en particulier lorsque la consommation de la partie restreinte et isolée du réseau varie selon un échelon de puissance compris entre 50 MW et 70 MW.

Le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité peut demander à la NID de participer au plan de reconstitution du réseau en fonction des capacités décrites.

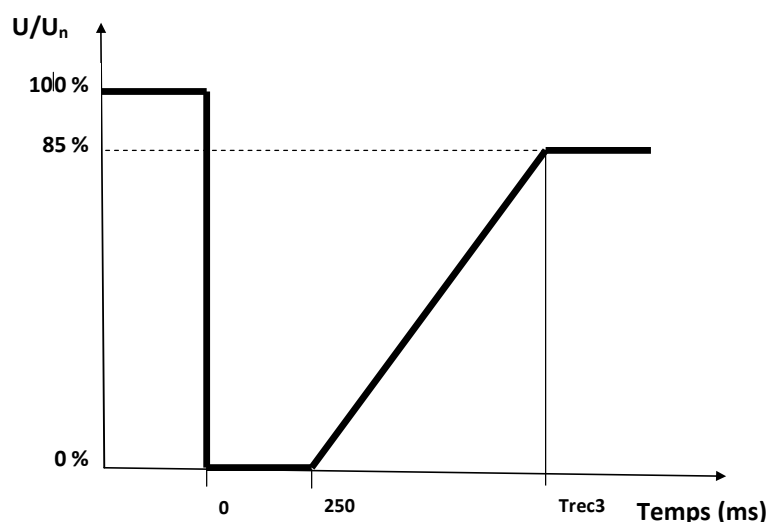
³ Article 8.10 publié à l'adresse internet : http://clients.rte-france.com/htm/fr/mediatheque/telecharge/reftech/01-03-11_article_8-10_v1.pdf

4.9 Non déclenchement lors de court-circuits, variations de tension ou reports de charge

Toute NID doit rester en fonctionnement lors de court-circuits, de variations de tension et de reports de charge survenant sur le réseau en courant alternatif proche de l'installation terminale de la NID.

L'exploitant de la NID vérifie cette aptitude par l'étude du comportement de son installation lors de l'étude de raccordement. La vérification prend en compte des conditions de référence définies dans le cahier des charges des capacités constructives pour une NID à courant continu.

Toute NID dont la technologie est compatible avec la possibilité d'injecter de la puissance sur un réseau hors tension doit rester en fonctionnement lors de l'apparition au point de livraison de la NID, d'un creux de tension défini par le graphique ci-après :



Le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité précise la valeur du paramètre T_{rec3} dans le cahier des charges des capacités constructives pour une NID à courant continu. Cette valeur est comprise entre 1,5 et 3 secondes.

Dans les autres cas, l'exploitant de la NID doit convenir avec le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité du profil de creux de tension, le plus proche possible du profil précédent, pour lequel la NID doit rester en fonctionnement.

4.10 Contribution à la stabilité transitoire du système électrique

Toute NID doit contribuer à la sûreté du réseau en apportant son concours au gestionnaire du réseau public de transport d'électricité. A ce titre, toute NID doit contribuer à la stabilité transitoire du réseau et avoir la capacité à moduler son énergie active ou réactive lors de l'apparition, au point de livraison de l'installation terminale de la NID, d'événements transitoires affectant la fréquence ou la tension.

Le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité précise les conditions de variation de la puissance active et réactive attendue de l'installation terminale de la NID lors de tels événements (critère de sollicitation, durée d'activation, dynamique de libération, puissance maximale atteinte) dans le cahier des charges des capacités constructives pour une NID à courant continu.

Lorsque la capacité d'une NID à réaliser les fonctions précédentes n'est acquise, en raison de limitations technologiques, que par l'intermédiaire de l'adjonction d'équipements accessoires, le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité peut accepter une dérogation consistant à raccorder initialement ladite installation en l'absence de tout ou partie de ces équipements accessoires dès lors que l'étude de raccordement démontre que ceux-ci ne sont pas immédiatement nécessaires. Cette dérogation est subordonnée à l'engagement de l'exploitant de la NID à pourvoir ultérieurement à l'adjonction des équipements accessoires susmentionnés à la demande, assortie d'un préavis du gestionnaire du réseau public de transport d'électricité. Cet engagement, les cas pouvant nécessiter sa mise en œuvre ainsi que le préavis précité doivent figurer dans la convention de raccordement.

4.11 Perturbations

Les perturbations provoquées par l'installation terminale de la NID, mesurées au point de livraison, restent dans les limites fixées ci-après.

A-coups de tension : l'amplitude de tout à-coup de tension ne doit pas dépasser 5 % de la tension au point de livraison en HTB2 ni 3 % en HTB3.

Papillotement (« flicker ») : les fluctuations de tension engendrées par l'installation terminale de la NID doivent rester à un niveau tel que le paramètre « Pst », au sens de la norme CEI 61000-4-15, mesuré au point de livraison, reste inférieur à 1 en HTB2 et à 0,6 en HTB3.

Déséquilibre : le taux de déséquilibre en tension, entre phases, produit par l'installation terminale de la NID doit être inférieur à 1 en HTB2 et à 0,6 en HTB3.

Harmoniques : les courants harmoniques injectés sur le réseau public de transport d'électricité doivent être inférieurs à :

$$I_{\text{harmonique de rang } n} = k_n \frac{S}{\sqrt{3}U_n} \text{ où :}$$

S correspond à Pmax plafonnée à la valeur de 5 % de la puissance de court-circuit ;

Un est la valeur de la tension nominale au point de livraison définie selon le tableau de l'article 2 ;

Kn est un coefficient défini en fonction du rang de l'harmonique dans le tableau ci-après :

RANGS IMPAIRS	K_n (%)		RANGS PAIRS	K_n (%)	
3	Cas général 6,5	En HTB3 3,9	2	Cas général 3	En HTB3 1,8

RANGS IMPAIRS	K_n (%)		RANGS PAIRS	K_n (%)	
5 et 7	8	4,8	4	1,5	0,9
9	3	1,8	> 4	1	0,6
11 et 13	5	3			
> 13	3	1,8			

En outre, Tg, le taux global d'harmonique, doit être inférieur à 8 % en HTB2 et à 4,8 % en HTB3, Tg étant calculé selon la formule :

$$Tg = \sqrt{\sum_{n=2}^{n=40} K_n^2}$$

Les prescriptions du présent article sont établies sur la base d'une puissance de court-circuit minimale de référence de 1 500 MVA en HTB2 et 7 000 MVA en HTB3. Si la puissance de court-circuit effectivement mise à disposition par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité est inférieure à ces références, les limites des perturbations de tension produites par l'installation terminale de la NID sont multipliées par le rapport entre la puissance de court-circuit de référence (selon le cas 1 500 MVA et 7 000 MVA) et la puissance de court-circuit effectivement fournie.

4.12 Modulation de la puissance active

Le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité doit pouvoir modifier le régime de fonctionnement de la NID dans le but d'assurer la sécurité et la sûreté du réseau public de transport d'électricité et la qualité de son fonctionnement.

Les équipements de contrôle-commande de la NID doivent permettre en particulier d'annuler l'injection ou le soutirage de puissance en moins de 40 secondes et, et pour les NID dont la technologie le permet, d'inverser dans le même laps de temps le sens de l'échange de puissance (inversion possible entre l'injection maximale et le soutirage maximal, et vice versa).

D'autre part, les équipements de contrôle-commande de la NID doivent permettre de faire varier la pente de modification de la puissance active lors du passage entre deux valeurs d'échange figurant au programme.

Dans le cas d'une NID reliant des zones de réglage distinctes, des fonctionnalités complémentaires sont nécessaires afin de permettre, si la capacité d'interconnexion restante après l'échéance infra-J le permet, aux gestionnaires de réseau situés aux deux extrémités de la NID de pouvoir solliciter les réserves de réglage localisées dans la zone de réglage située à l'extrémité opposé de leur propre zone ou de leur permettre d'opérer une compensation entre les énergies de réglage mobilisées dans chacune de leur zone de réglage. A cette fin, les équipements de contrôle-commande de la NID doivent permettre d'ajuster automatiquement toutes les 10 secondes l'échange de puissance active programmée sur la NID, soit en fonction d'un signal de consigne transmis par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité, soit en fonction d'un signal de type $k \cdot \Delta f$ (pour les NID reliant deux zones synchrones distinctes), f étant la fréquence mesurée à l'une ou l'autre extrémité de la liaison. La capacité de réglage correspondante est précisée dans le cahier des charges des capacités constructives pour une NID à courant continu.

4.13 Equipements destinés à transmettre des informations et à recevoir des commandes d'exploitation

Toute NID doit être dotée des équipements permettant de transmettre au gestionnaire du réseau public de transport d'électricité des informations relatives à l'exploitation de l'installation et de recevoir de la part de ce gestionnaire des commandes d'exploitation devant être exécutées par l'installation.

Les fonctionnalités de ces équipements d'échange d'information sont les suivantes :

Les équipements doivent permettre de transmettre automatiquement au gestionnaire du réseau public de transport d'électricité a minima les informations suivantes :

- a) Les résultats de la mesure des paramètres de puissance active et réactive ainsi que de la valeur de la tension au point de livraison ;
- b) L'indication de l'état de la NID au regard de ses capacités et du positionnement de ses organes de séparation du réseau.

Le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité définit la liste des téléinformations complémentaires que devront transmettre ces équipements et qui lui sont nécessaires pour l'exploitation du système électrique. Cette liste est précisée dans le cahier des charges des capacités constructives pour une NID à courant continu.

Les équipements doivent également permettre au gestionnaire du réseau public de transport d'électricité de transmettre à l'exploitant de la NID des instructions destinées à mettre en œuvre des modifications du régime de fonctionnement dans le but d'assurer la sécurité et la sûreté du réseau public de transport d'électricité et la qualité de son fonctionnement. Les équipements doivent permettre au gestionnaire du réseau public de transport d'électricité de transmettre des consignes d'ajustement automatique de la fourniture de puissance réactive pour le réglage secondaire de la tension.

5. REGLES D'EXPLOITATION

5.1 Réglage des protections de déconnexion

L'exploitant de la NID règle les protections de son installation en conformité avec les prescriptions fournies par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité dans son cahier des charges, prescriptions qui prennent notamment en compte les conditions de fonctionnement de la NID pendant des phases transitoires de courte durée. Le fonctionnement de ces protections ne doit pas conduire à la déconnexion de l'installation terminale de la NID par rapport au réseau public de transport d'électricité sur le seul critère de tension basse tant que la tension au point de livraison ne devient pas inférieure à $0,8 \times U_n$ pendant trois secondes.

5.2 Centre de conduite

L'exploitant de la NID désigne au gestionnaire du réseau public de transport d'électricité un centre de conduite qui est responsable de la bonne marche de l'installation. Ce centre reçoit et exécute en permanence les demandes d'action du gestionnaire du réseau public de transport d'électricité qui ne sont pas gérées automatiquement par les équipements mentionnés à l'article 3.

Lorsqu'il est juridiquement distinct de l'exploitant de la NID, le centre de conduite est réputé placé sous la seule responsabilité de l'exploitant de la NID. Le centre de conduite est doté des moyens appropriés. Les personnels dont il dispose, en nombre suffisant, sont compétents et formés pour leur permettre d'exécuter les instructions concernant l'exploitation de la NID qui sont transmises par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité en vue d'assurer la sécurité et la sûreté du réseau public de transport d'électricité et la qualité de son fonctionnement. Ces instructions peuvent être données :

- lors du fonctionnement normal du réseau public de transport d'électricité ;
- en présence de conditions dégradées sur ce réseau ;
- en vue du maintien de l'alimentation par la NID d'une partie séparée de grande taille de ce réseau ;
- lors de la participation de la NID à la reconstitution de ce réseau suite à un incident de grande ampleur.

Le centre de conduite met en œuvre les consignes données par les gestionnaires de réseau concernant la pente de modification de la puissance active lors du passage entre deux valeurs d'échange figurant au programme.

5.3 Transmission du programme d'échange

L'exploitant de la NID communique au gestionnaire du réseau public de transport d'électricité le programme des échanges d'énergie de la NID. Les informations devant être transmises, la fréquence de leur mise à jour, le préavis avec lequel l'exploitant de la NID peut modifier son programme de fonctionnement ainsi que les actions qu'il exécute à la demande du gestionnaire du réseau public de transport d'électricité et leurs délais sont précisés dans la convention d'exploitation.

6. MODALITES DU CONTROLE DES PERFORMANCES DE LA NID

Trois types de contrôle doivent être réalisés :

- Le contrôle à effectuer avant la première mise en service de la NID ou, le cas échéant, avant la remise en service s'il s'agit d'une NID déjà raccordée ayant subi une modification substantielle ou ayant été arrêtée pendant plus de deux ans ;
- Le contrôle à effectuer périodiquement au cours de la vie de la NID pour vérifier le maintien dans le temps des performances initiales ; par convention, ce contrôle périodique inclut le contrôle qui intervient de façon continue par l'enregistrement de grandeurs caractéristiques des performances de l'installation ;
- Le contrôle à effectuer ponctuellement, après constatation d'un dysfonctionnement de la NID.

6.1 Contrôle avant la première mise en service ou avant la remise en service

Le contrôle des règles générales destinées à assurer la sécurité de la NID au regard du risque électrique pour les personnes ayant à intervenir dans le poste de livraison et sur les autres parties de l'installation faisant interface avec le réseau public d'électricité est réputé effectué dans le cadre des vérifications à la charge du chef d'établissement qui sont effectuées conformément aux dispositions de l'article 53 du décret n° 88-1056 du 14 novembre 1988⁴, dès lors que, notamment, le respect des normes NF C13-100 et NF C13-200 a été vérifié. Preuve doit en être faite par les rapports de vérification prévus par le décret précité.

Avant la première mise en service ou la remise en service d'une NID déjà raccordée ayant subi une modification substantielle ou ayant été arrêtée depuis plus de deux ans, le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité procède à des vérifications de l'installation, notamment en ce qui concerne les choix et les réglages du dispositif de protection.

La liste et la nature des simulations et essais à effectuer ainsi que la liste et la nature des caractéristiques de l'installation dont la connaissance est nécessaire au gestionnaire du réseau public de transport d'électricité sont précisées dans le cahier des charges des capacités constructives pour une NID à courant continu.

6.2 Contrôle périodique

Le contrôle périodique est réalisé sur toutes les NID raccordées au réseau public de transport d'électricité. La première échéance du contrôle périodique intervient dix ans après la mise en service et le contrôle est par la suite renouvelé au moins tous les dix ans.

Le contrôle périodique des NID est effectué au regard des prescriptions décrites au chapitre « Fonctionnalités et performances » du présent article de la DTR et du cahier des charges des capacités constructives pour une NID à courant continu, en tenant compte, le cas échéant, des performances de référence qui ont été retenues pour l'installation de production, telles qu'elles ont été consignées dans sa convention de raccordement ou sa convention d'exploitation.

Ce contrôle est effectué au moyen :

- d'un récolement. Il est effectué conjointement par l'exploitant de la NID et le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité ;
- de documents du constructeur attestant la conformité d'un équipement à des spécifications techniques. Ces documents sont fournis par l'exploitant de la NID ou sous sa responsabilité ;
- d'essais de certaines fonctionnalités de la NID et de ses différents sous-systèmes. Ces essais sont effectués conjointement par l'exploitant de la NID et le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité ;
- des études telles que, par exemple, des simulations numériques. Ces études sont réalisées par l'exploitant de la NID ou sous sa responsabilité ;
- de la vérification de réglages de fonctionnement et de valeurs prises par certains paramètres mesurables. Cette vérification est faite conjointement par l'exploitant de la NID et le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité.
- de la surveillance des indications fournies par un dispositif de contrôle enregistrant en permanence la puissance active injectée par l'installation de production, sa puissance réactive consommée ou produite, la valeur de la tension au point de livraison, la fréquence sur le réseau et la position d'organes de séparation et de coupure. L'appareil de contrôle peut être fourni par l'exploitant de la NID ou par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité.

⁴ Décret n°88-1056 du 14 novembre 1988 pris pour l'exécution des dispositions du livre II du code du travail (titre III : Hygiène, sécurité et conditions du travail) en ce qui concerne la protection des travailleurs dans les établissements qui mettent en œuvre des courants électriques.

La convention de raccordement ou la convention d'exploitation de la NID fixe ou, le cas échéant, met à jour :

- Les échéances du contrôle périodique ;
- La liste des réglages et des valeurs de paramètres qui sont régulièrement vérifiés par l'exploitant de la NID et la périodicité de ces vérifications ;
- La liste des essais qui sont régulièrement effectués par l'exploitant de la NID et leur périodicité ;
- Les modalités selon lesquelles l'exploitant de la NID informe le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité des résultats de ces vérifications, des actions entreprises pour remédier aux dysfonctionnements constatés et des défauts persistants ;
- Les modalités selon lesquelles le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité informe l'exploitant de la NID d'un dysfonctionnement du réseau provoqué par la NID et les délais de remise en ordre sur lesquels l'exploitant de la NID s'engage ;
- La liste des vérifications, essais et mesures que le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité effectue lui-même dans les locaux techniques de l'installation terminale de la NID s'il l'estime nécessaire pour l'analyse d'un dysfonctionnement du réseau ainsi que les modalités d'accès à ces locaux.

Cette convention mentionne l'existence, le cas échéant, d'une organisation de la qualité.

6.3 Contrôles après un dysfonctionnement

Les modalités de contrôle périodique précédentes s'appliquent au contrôle demandé par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité après qu'un dysfonctionnement a été constaté. Les contrôles à réaliser sont adaptés en fonction de la nature du dysfonctionnement de façon à vérifier que celui-ci ne puisse se reproduire.

6.4 Conséquence d'une non-conformité

Le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité ne peut autoriser la connexion de la NID au réseau ou son maintien connecté :

- en l'absence des simulations et essais à effectuer avant la mise en service ainsi que des caractéristiques de l'installation dont la connaissance est nécessaire au gestionnaire du réseau public de transport d'électricité, telles que précisées dans le cahier des charges des capacités constructives pour une NID à courant continu;
- s'il constate une ou plusieurs non-conformités de la NID qui sont susceptibles de causer un danger pour les personnes ou les biens, une perturbation de ses propres dispositifs de conduite et de protection du réseau, une dégradation anormale de la qualité de l'électricité sur le réseau ou une contrainte pour les autres utilisateurs du réseau.

Toutefois, lorsque ni la sécurité des personnes et des biens ni la sûreté de fonctionnement du réseau ne sont directement en cause, le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité peut autoriser provisoirement l'exploitant de la NID à se connecter au réseau ou à se maintenir connecté dans l'attente de la mise en conformité de l'installation. A l'issue du délai qu'il a assigné à l'exploitant de la NID, après avoir recueilli son avis, pour mettre l'installation en conformité, le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité suspend le raccordement si la NID n'a pas été mise en conformité.



Documentation technique de référence
Chapitre 2 – Etudes et schémas de raccordement
Article 2.1 – Etudes RTE pour le raccordement

Version 3 applicable à compter du 24 avril 2009

16 [pages](#)

Utilisateur concerné : consommateur, producteur, distributeur

1 RAPPEL DU CADRE REGLEMENTAIRE

- Décret n° 2003-588 du 27 juin 2003 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement au réseau public de transport de l'électricité.
- Décret n° 2008-386 du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations de production en vue de leur raccordement au réseau public de transport de l'électricité.
- Décret n° 2001-630 du 16 juillet 2001 relatif à la confidentialité des informations détenues par les gestionnaires de réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité, pris pour l'application des articles 16 et 20 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.
- Arrêté du 17 mai 2001 fixant les conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique (et les arrêtés précédents, notamment ceux du 2 avril 1991, du 26 mai 1978, du 13 février 1970, du 30 avril 1958 et du 30 avril 1951).
- Arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'une installation de production d'énergie électrique.

2 ENJEU POUR LE SYSTEME ET LES UTILISATEURS

Pour déterminer les possibilités d'accueil d'une installation sur le réseau et identifier les conséquences de son insertion dans le système électrique, RTE étudie l'impact de l'installation à travers l'évaluation des conditions de respect d'un certain nombre de critères techniques. Ces études permettent de déterminer si l'accueil de la nouvelle installation, en fonction de son point de raccordement, est subordonné à d'éventuelles limitations d'utilisation ou à des renforcements du réseau. RTE étudie également la faisabilité et les conditions techniques de la réalisation du raccordement (contraintes d'encombrement et de compatibilité technique de la cellule dans le poste RTE de raccordement, faisabilité et acceptabilité environnementale de la liaison de raccordement).

La profondeur des analyses est adaptée à la nature de la demande de raccordement (étude exploratoire, proposition technique et financière ou convention de raccordement) pour répondre au mieux aux besoins de l'utilisateur.

Le résultat de ces études est porté à la connaissance de l'utilisateur, dans le respect des règles de confidentialité qui s'imposent à RTE, afin qu'il appréhende l'origine des propositions faites par RTE et en apprécie les impacts potentiels sur son projet. En particulier, pour la Proposition Technique et Financière (PTF), les études de RTE font l'objet d'un compte-rendu d'études transmis à l'utilisateur lors de la réunion de présentation de la PTF.

3 RAPPEL DES REGLES DE GESTION DU RESEAU PUBLIC DE TRANSPORT

3.1 Respect des limites techniques des matériels et de la sécurité des personnes et des biens

Quelle que soit la configuration du réseau, les intensités maximales admissibles dans les ouvrages du RPT doivent être respectées lors du fonctionnement en régime permanent, et éventuellement lors de certains régimes transitoires (en particulier, surcharges temporaires en 400 kV et 225 kV), afin d'assurer la sécurité des biens et des personnes par le respect des distances minimales entre les conducteurs et leur environnement.

En chaque point du réseau, la tension doit être tenue dans sa plage contractuelle, en particulier lors du couplage, du déclenchement d'une installation, et lors de ses variations de charge. En régime normal, les tensions doivent rester dans les plages contractuelles. En régime exceptionnel, vers les valeurs hautes, la tension ne doit pas dépasser la valeur maximale admissible par les matériels et, vers les valeurs basses, elle ne doit pas franchir les valeurs risquant de provoquer des phénomènes d'écroulement de tension.

Les puissances de court-circuit maximales admissibles des matériels doivent être respectées de façon à garantir la sécurité des personnes et des biens. En toutes circonstances, les niveaux atteints ne doivent pas dépasser le pouvoir de coupure des disjoncteurs, ni la valeur limite de tenue aux efforts électrodynamiques des matériels de connexion, des jeux de barres et des structures sur lesquelles sont installés ces matériels. Cet examen doit être effectué pour les ouvrages du RPT, mais aussi pour les réseaux et installations privés connectés au RPT.

Par ailleurs, certains utilisateurs du réseau ont besoin de disposer d'une puissance de court-circuit minimale, en particulier pour le démarrage de moteurs ou d'auxiliaires d'une centrale de production.

L'élimination des défauts d'isolement sur le réseau doit être à la fois sûre et sélective. Tout défaut doit pouvoir être éliminé de façon sélective, permettant de n'isoler que la partie en défaut, et sûre, grâce à des dispositifs de protections garantissant l'élimination des défauts conformément aux performances prescrites.

3.2 Respect de la sûreté de fonctionnement du système électrique

Les phénomènes dangereux pour la sûreté du système tels que des déclenchements en cascade, écroulement de tension, rupture de synchronisme, etc... doivent être maîtrisables (cf. article 3.4 « Sûreté du système électrique – Maîtrise des incidents – Plan de sauvegarde et de défense »). Par conséquent :

- les systèmes de protection et de contrôle-commande doivent être conçus et réglés pour limiter le plus possible la gêne subie par la clientèle lors des incidents courants.
- l'installation de production doit être stable en petits mouvements et lors des manœuvres d'exploitation. Elle doit supporter certains types de courts-circuits sur le réseau sans perdre la stabilité. Si, dans des situations extrêmes, l'installation venait à devenir instable,

l'événement ne doit pas avoir de répercussion sur la stabilité du réseau auquel elle est raccordée.

- les incidents exceptionnels ne doivent pas mettre le système électrique dans un état non maîtrisable et entraîner un incident généralisé. Ce dernier aspect concerne le réseau d'interconnexion, c'est à dire le réseau 400 kV ainsi que la partie du réseau 225 kV qui le sous-tend (exploitation en parallèle des deux réseaux).

La participation d'une installation de production à la tenue d'un réseau séparé et à la reprise de service doit être étudiée en fonction des conditions locales et dans la limite des capacités constructives de l'installation de production. Il s'agit de déterminer les conditions d'apparition et la viabilité du réseau séparé par l'analyse de la conséquence des incidents, compte tenu des groupes en présence, de leurs capacités constructives, des charges et des protections et automates en réseau.

3.3 Qualité d'alimentation

La qualité d'alimentation de la clientèle doit rester conforme aux engagements et obligations de qualité de RTE (cf. article 3.2 « Continuité et qualité de l'onde de tension »). Il s'agit notamment :

- des coupures brèves et longues ainsi que des creux de tension,
- de la qualité de l'onde (fluctuations lentes et rapides de tension, déséquilibre),

3.4 Respect des règles d'exploitation des ouvrages

Le réseau doit être conçu pour permettre :

- de gérer les indisponibilités du réseau pour réaliser des actions de maintenance programmées ou en cas de réparations après incident,
- d'effectuer les manœuvres dans un partage clair des responsabilités, notamment sur le plan de la sécurité des personnes et des biens.

4 HYPOTHESES GENERALES ET METHODES DE CONDUITE DES ETUDES DE RESEAU

4.1 Principes généraux

Pour mesurer l'impact du raccordement de la nouvelle installation, RTE réalise des études de réseau, afin de s'assurer du respect de chacune des règles définies au paragraphe 3. La démarche adoptée, procède généralement en deux étapes :

- Détection des situations les plus contraignantes : vérification du respect des règles ou, en cas de non respect, évaluation du niveau de contrainte atteint. Cette détection est réalisée sur des situations déterministes suffisamment représentatives. Elles sont spécifiques au domaine technique étudié (les situations analysées sont définies pour chaque type d'études dans les paragraphes qui suivent).
- Caractérisation des contraintes : si des contraintes sont détectées, elles sont alors caractérisées en terme de profondeur, d'occurrence et lorsque cela est pertinent, de durée de risque. Ces caractéristiques sont déterminées à partir de la connaissance des paramètres influençant les grandeurs observées, comme l'aléa climatique (données des stations météo), le comportement des consommations ou des productions (données de comptage), le comportement des ouvrages du réseau (données de fiabilité issues de REX).

4.2 Hypothèses générales

Quelle que soit l'installation à raccorder au RPT, les différents paramètres sont calculés à partir des hypothèses suivantes, déterminées à la date prévue du raccordement :

- Ouvrages "réseau" : la proposition de RTE prend en compte les ouvrages en service à la date de la demande de raccordement, ainsi que les projets pour lesquels les travaux ont débuté.
Les projets dont la concertation externe est engagée, et qui pourraient réduire les contraintes induites par le raccordement, sont présentés à l'utilisateur avec leur date prévisionnelle de mise en service. RTE apprécie en fonction du risque de décalage dans le temps ou de modification de consistance de ces projets s'ils doivent être pris en compte dans l'étude. Dans l'affirmative, il informe l'utilisateur des conséquences de cette prise en compte et des conséquences d'un retard de mise en service sur le fonctionnement de l'installation.
- Ouvrages "production" : les groupes en service lors de la demande de raccordement sont intégrés, ainsi que les unités dans la file d'attente à cette date (cf. article 1.1 « Processus de raccordement »)¹.
- Hypothèses de consommation :
 - consommation aux différents points horaires considérés des points de livraison existants des GRD à la date du raccordement. Cette estimation prend en compte la croissance de fond annoncée par les GRD (hors reports de charge sur un futur poste source si celui-ci n'a pas fait l'objet d'une acceptation de PTF)
 - consommation des utilisateurs existants directement raccordés au RPT, déterminée à partir de leur courbe de charge actuelle et de leur annonce d'évolution de puissance souscrite
 - les consommateurs (directement raccordés au RPT) ou les distributeurs ayant accepté leur PTF à la date de la demande de raccordement sont aussi pris en compte à hauteur de la puissance de raccordement demandée, ainsi que les ouvrages associés.*

Selon le niveau de tension du raccordement, la modélisation du réseau est la suivante :

- Raccordement en HTB3 : a minima, on modélise le réseau national HTB3 directement impacté par le raccordement et la partie du réseau national HTB2 ayant une fonction d'interconnexion et situés dans la même zone. Les réseaux des pays voisins sont, le cas échéant, représentés par des modèles simplifiés provenant de l'UCTE, raccordés aux postes "frontière". Le réseau de répartition proche est également représenté. Une représentation plus détaillée du réseau de répartition peut être faite, allant jusqu'à la taille d'une Unité Régionale d'exploitation du Système Electrique.
- Raccordement en HTB2 ou HTB1 : le réseau national HTB3 est représenté pour la zone concernée ainsi que le réseau à HTB2. Le réseau HTB1 de la zone d'étude est décrit complètement.

4.3 Etudes de transit

Cette première étude permet de mesurer l'impact du raccordement de la nouvelle installation sur les transits dans les différents ouvrages.

¹ Pour plus d'information, on se rapportera à la Procédure de traitement des demandes de raccordement des installations de production d'électricité, disponible sur le site de RTE (www.rte-france.com).

La détection des situations les plus contraignantes est conduite sur plusieurs points horaires représentatifs des conditions d'exploitation pouvant être rencontrées tout au long de l'année :

- à réseau complet (situation N) avec un aléa climatique par rapport à la température normale du point horaire considéré
- en situation de perte d'un ouvrage de réseau (situation N-1), à température normale du point horaire considéré
- lors de la maintenance programmée d'un ouvrage de réseau (à réseau complet et en situations de N-1).

Pour ces différentes situations, RTE étudie plusieurs scénarii de production et d'échanges, qui permettent in fine de déterminer les situations les plus contraignantes.

Dans le cas où le raccordement est réalisé en HTB3, un large échantillon de scénarios, tirés au sort, est simulé, en combinant les indisponibilités de groupes de production et d'ouvrages de réseau.

4.4 Détermination de la solution proposée par RTE

Si le raccordement initialement envisagé génère des contraintes, RTE étudie alors d'autres solutions afin de maîtriser les problèmes rencontrés :

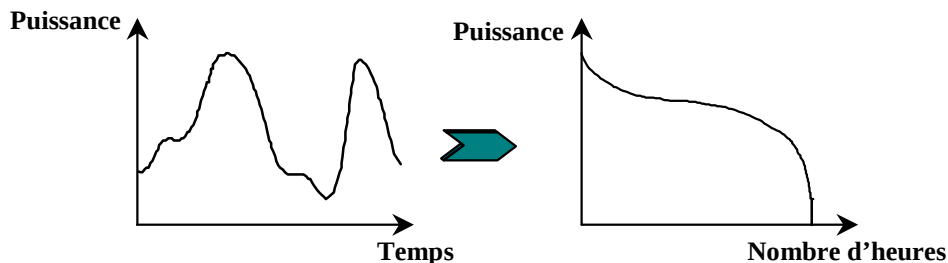
- le raccordement en un autre point du réseau
- le renforcement du réseau existant
- évaluation des limitations d'utilisation de l'installation.

4.5 Evaluation des limitations d'utilisation de l'installation.

Le principe de calcul des limitations d'utilisation de l'installation est établi à partir de l'analyse des transits prévus à l'horizon de la date de raccordement de l'installation sur les ouvrages du réseau.

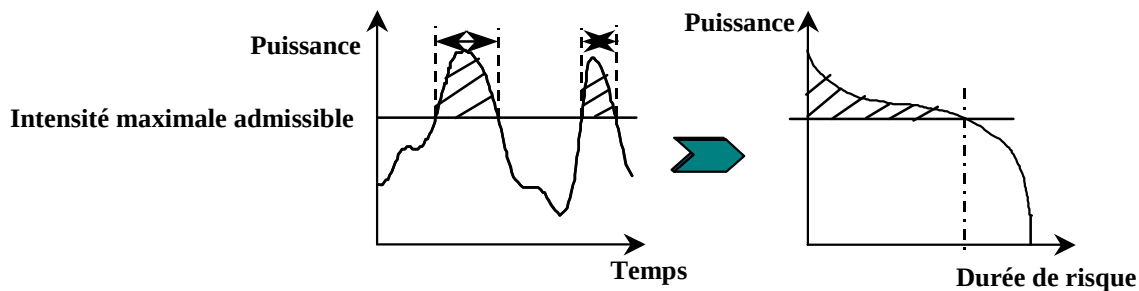
Cette méthode permet de s'affranchir en partie de la variabilité des consommations (pointe, creux), de la production ou de phénomènes externes à la zone étudiée.

Elle s'appuie sur le reclassement par puissance / intensité décroissante en monotone des transits ou des consommations prévus.



Son principe consiste à superposer pour un ouvrage donné, les transits naturels (dus aux consommations et productions pré-existantes ainsi qu'à la configuration du réseau) à ceux strictement dus à la prise en compte des projets en file d'attente, ainsi que le projet à l'étude.

Cela requiert la détermination des taux d'influcement et de report² pour l'ensemble des situations contraignantes.



Le nombre d'heures où les intensités maximales admissibles sont dépassées peut alors être déterminé pour l'ensemble des situations étudiées.

Le graphique précédent illustre une des situations envisageables pour déterminer la durée de risque. Cependant, en situation de perte d'ouvrage, on distinguera deux cas selon le traitement des contraintes apparaissant sur le réseau.

- Lorsque le réseau dispose de capacités de surcharges temporaires suffisantes (HTB2 et HTB3) l'installation pourra être appelée à diminuer sa consommation ou sa production afin de respecter les intensités maximales admissibles. La durée de limitation associée à une perte d'ouvrage donnée ne peut être supérieure à la durée d'indisponibilité de l'ouvrage. On parlera alors d'un traitement curatif.
- Dans le cas contraire (capacités de surcharge insuffisante ou absentes comme en HTB1) la durée de limitation est supérieure à la durée de risque afin de permettre à tout instant la maîtrise des transits sur le réseau. On parlera alors d'un traitement préventif. Classiquement, la demande de limitation est effectuée la veille pour le lendemain, ce qui peut conduire à des limitations sur 24 heures. Dans ce dernier cas, une analyse des consommations et/ou transit réalisés par le passé est requise afin d'évaluer la durée prévisionnelle de limitation en jours.

Sont alors retenues la durée de limitation à réseau complet, ainsi que les durées associées aux situations les plus contraignantes lors des pertes d'ouvrages.

4.6 Etudes des courants de courts-circuits

Les ouvrages sont dimensionnés pour tenir des valeurs limites de courant de court-circuit (cf. article 3.3). Il s'agit donc de vérifier qu'à chaque modification de réseau ces seuils sont toujours respectés. L'étude est donc menée systématiquement dans le cadre du raccordement d'une unité de production au RPT en tenant compte de la structure et de la situation initiales (cf. article 1.1).

Les calculs des courants de courts-circuits maximaux sont conduits suivant la norme CEI 60909 avec les hypothèses suivantes :

² Le taux d'influcement traduit la façon dont se répartissent les transits d'une installation donnée sur les ouvrages de réseau, à topologie constante. Le taux de report traduit la façon dont se répartissent les transits sur tous les ouvrages suite à une modification de topologie (ou une perte d'ouvrage).

- Les valeurs de tension retenues pour le calcul sont prises conformément au tableau ci-dessous qui introduit un facteur de tension c destiné à prendre en compte de façon simplifiée certains paramètres dont la modélisation complète n'est pas nécessaire :

Tension nominale	Paramètre c	Tension de calcul
63 kV	1.1	69.3 kV
90 kV	1.1	99 kV
150 kV	1.1	165 kV
225 kV	1.09	245 kV
400 kV	1.05	420 kV

- Les charges ne sont pas explicitement représentées pour les niveaux de tension inférieurs à 400 kV. Leur influence est directement prise en compte dans le facteur de tension c . Elles sont toutefois représentées, pour tous les niveaux de tension, sous forme d'impédances lors de l'étude d'un court-circuit sur le réseau 400 kV,
- Les calculs sont effectués à réseau complet,
- Les impédances longitudinales (réactances et résistances) des ouvrages de réseau : lignes, câbles et transformateurs, ainsi que les capacités latérales des lignes et des câbles sont prises en compte,
- Pour les transformateurs, le rapport de transformation est pris à la valeur moyenne des prises, sauf pour les auto-transformateurs 400/225 kV pour lesquels c'est la prise correspondant à la situation étudiée qui est considérée,
- Les groupes sont modélisés par leurs réactances transitoires directes. L'utilisation des réactances subtransitoires peut s'avérer nécessaire dans le cas des groupes électriquement proches du RPT au sens de la norme CEI 60909.

Afin d'assurer une pérennité suffisante au schéma de raccordement qui sera retenu, on considère le plus bouclé possible, sauf impossibilité.

On considère que tous les groupes situés dans un périmètre suffisamment proche de la production à raccorder, périmètre de la taille d'environ une unité système, sont démarrés.

Les défauts simulés, compte tenu des caractéristiques du réseau électrique, sont des défauts triphasés francs sur les postes de la zone d'étude. Bien entendu, cette étude est réalisée sur un schéma d'exploitation compatible avec les règles de conduite de réseau.

Pour chacun des postes situés à proximité de la nouvelle unité, on compare les valeurs de courant de court-circuit trouvées avec les tenues des matériels et de la structure des postes. Un raccordement provoquant des dépassements des tenues aux courants de courts-circuits de certains ouvrages n'est pas accepté en l'état, une autre solution ou bien des aménagements sont alors recherchés.

4.7 Etude des variations de tension éventuelles

Le raccordement d'une nouvelle installation sur le réseau provoque des variations de tension dans les postes environnants. Cet effet est d'autant plus sensible s'il s'agit d'une zone électrique peu dense, constituée de longues files, et donc pour laquelle la puissance de court-circuit apportée par le réseau est faible.

Il s'agit de calculer la puissance de court-circuit minimale triphasée (donc les courants de courts-circuits minimaux) dans la zone du raccordement et de s'assurer que les valeurs atteintes respectent les seuils, même dans les situations pénalisantes décrites ci-dessous.

Les calculs sont réalisés en considérant pour la production, les seules unités démarrées, qui sont alors susceptibles d'apporter une aide à la tenue de tension.

Les simulations sont menées sur une structure de réseau, probable, qui conduit a priori à de faibles valeurs de courant de court-circuit. Ainsi, on recherche les situations d'indisponibilités fortuites d'ouvrages qui conduisent à la situation la plus pénalisante. Parmi les indisponibilités étudiées, les défauts sur les jeux de barres des postes sont considérés.

Néanmoins, on ne s'intéresse qu'aux résultats correspondants à une situation stable. Par exemple, des valeurs de courts-circuits minimales atteintes dans une situation intermédiaire (phase de manœuvre) ne sont pas prises en compte.

Dans le cas où les seuils admissibles ne sont pas respectés, d'autres schémas de raccordement sont envisagés.

4.8 Etude des performances d'élimination des défauts

Le raccordement d'installations au RPT peut avoir des répercussions sur les performances d'élimination des défauts des postes voisins (cf. article 4.6 « Système de protection »). Une étude est donc menée pour en estimer les conséquences en terme de régime de neutre, de sélectivité et de rapidité d'élimination des défauts, et de sûreté de fonctionnement du système de protection. Cette étude est particulièrement nécessaire dans le cas du raccordement en piquage d'une installation, raccordement dérogatoire sous conditions précisées dans l'article 2.2.

4.9 Etude des perturbations induites sur le réseau

Cette étude est menée dans le cas du raccordement de charges perturbatrices au RPT. Il s'agit de s'assurer que la nouvelle entité ne provoque pas de perturbation (déséquilibres, tensions inverses, courants harmoniques) susceptible de pénaliser l'ensemble des utilisateurs du réseau, c'est-à-dire supérieure aux seuils admissibles (cf. article 3.2 « Continuité et qualité de l'onde de tension »).

Il s'agit de calculer la puissance de court-circuit minimale triphasée (donc les courants de courts-circuits minimaux) dans la zone du raccordement et de s'assurer que les valeurs atteintes par la grandeur caractérisant la perturbation respectent les seuils, même dans les configurations pénalisantes décrites ci-dessous.

Les calculs sont réalisés en considérant le facteur de tension c égal à 1. Pour la production, les unités sont démarrées selon l'ordre de préséance économique.

Les simulations sont menées sur une structure de réseau probable qui conduit a priori à de faibles valeurs de courant de court-circuit. Ainsi, on recherche les situations d'indisponibilités fortuites d'ouvrages conduisant à la situation la plus pénalisante. Parmi les indisponibilités étudiées, les défauts sur les jeux de barres des postes sont considérés.

Néanmoins, on ne s'intéresse qu'aux résultats correspondant à une situation stable. Par exemple, des valeurs de courts-circuits minimales atteintes dans une situation intermédiaire (phase de manœuvre) ne sont pas prises en compte.

Dans le cas où les seuils définis dans l'article 3.2 ne sont pas respectés, d'autres solutions sont étudiées : modification du raccordement, renforcement du réseau, modification de l'installation perturbatrice.

4.10 Etude de stabilité sur court-circuit

Cette étude est généralement menée par RTE dans les cas suivants :

- Raccordement d'un groupe sur le réseau HTB3 et HTB2 dit d'interconnexion (voir définition dans l'article 4.3 « Stabilité »).
- Raccordement d'un groupe qui ne respecte pas *a priori* les critères de stabilité définis par RTE (cf. article 4.3 « Stabilité ») et raccordé en HTB2.

L'objet de l'étude est d'une part d'évaluer plus précisément la stabilité intrinsèque de la nouvelle installation, et d'autre part de déterminer l'impact de la nouvelle installation sur la stabilité du reste du système.

Pour cela, et contrairement aux études de stabilité sur court-circuit menées par le producteur (cf. article 4.3 « Stabilité ») qui sont réalisées sur un modèle simplifié du réseau, les études menées par RTE sont réalisées avec une modélisation fine du système électrique :

- représentation complète des réseaux HTB3,
- modélisation électrodynamique des groupes thermiques raccordés sur le réseau HTB3 et HTB2, et des groupes hydrauliques,
- modélisation selon les besoins d'automates d'exploitation – protections contre les défauts d'isolement – et d'automates de défense – protections de Débouclage sur Rupture de Synchronisme (DRS, voir article 3.4 « Sûreté du système électrique – Maîtrise des incidents – Plan de sauvegarde et de défense »).

La stabilité intrinsèque de l'installation est évaluée dans des configurations du système (consommation et plan de production) plutôt défavorables à l'installation (absorption de puissance réactive). Cette évaluation conduit à déterminer le domaine de fonctionnement stable sur court-circuit de l'installation aussi bien à réseau complet qu'en régime d'indisponibilité d'ouvrages du réseau.

L'impact de l'installation sur le reste du système est évalué par la possibilité d'extension aux groupes voisins de la perte de synchronisme de l'installation et/ou par la possibilité de faire fonctionner les protections DRS.

4.11 Etude des besoins spécifiques de l'utilisateur en terme de continuité et qualité de la tension

Certaines installations présentent une grande sensibilité aux perturbations, sensibilité située au-delà des performances du RPT. On citera la gêne ressentie lors de certains creux de tension, les coupures brèves, la continuité d'alimentation...

Ces contraintes sont intégrées dès la phase d'étude du raccordement et permettent d'établir certaines variantes concernant la solution technique à retenir : raccordement à un niveau de tension supérieure pour avoir une meilleure puissance de court-circuit, alimentation de secours sur une autre injection pour garantir une meilleure sécurité d'alimentation, ...

Elles doivent être précisées par l'utilisateur dès la phase exploratoire et peuvent conduire à modifier le schéma de raccordement minimal.

5 DOMAINE DE TENSION DE RACCORDEMENT DE REFERENCE :

5.1 Pour une installation de production :

5.1.1 Domaine de tension de raccordement de référence d'une installation de production

L'article 2 de l'arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'une installation de production d'énergie électrique indique que le domaine de tension de raccordement de référence est déterminé en fonction de la puissance active maximale délivrée par l'installation de production, selon le tableau suivant :

Domaine de tension	$P_{\max}$ limite
HTB1 (63 kV et 90 kV)	50 MW
HTB2 (150 kV et 225 kV)	250 MW
HTB3 (400 kV)	>250 MW

Tableau 1

5.1.2 En cas de raccordement d'une installation nouvelle

L'arrêté prévoit en outre la possibilité de déroger au tableau 1 dans les situations suivantes :

Le producteur peut solliciter de RTE

a) un raccordement en HTB1 si :

$$50 \text{ MW} < P_{\max} \leq 100 \text{ MW}.$$

b) un raccordement en HTB2 si :

$$250 \text{ MW} < P_{\max} \leq 600 \text{ MW}.$$

Dans un tel cas, RTE étudie la demande selon les méthodes décrites à l'article 4 du présent chapitre et analyse la possibilité d'insérer l'installation au RPT dans le respect des critères rappelés à l'article 3. Si l'insertion s'avère techniquement possible par une liaison sur un jeu de barres existant ou à créer du RPT, il présente au producteur une proposition technique et financière de raccordement en considérant qu'il s'agit, au sens de l'article 2 du décret du 28 août 2007, d'un raccordement au domaine de tension inférieur au domaine de raccordement de référence de l'installation. Il en résulte, conformément au II de l'article 4 de la loi 2000-108 du 10 février 2000 modifié, que les extensions du RPT, susceptibles d'être prises en compte pour le calcul de la contribution du producteur au coût du raccordement, couvrent le domaine de tension de raccordement ainsi que le domaine de tension supérieur auquel l'installation aurait du être raccordée par la stricte application du tableau1.

5.1.3 En cas d'augmentation substantielle de la puissance d'une installation de production déjà raccordée au RPT,

Lorsque l'augmentation de la puissance est qualifiée de substantielle au sens de l'article 1 de l'arrêté du 23 avril 2008, RTE étudie la demande selon les méthodes décrites à l'article 4 du ce chapitre et analyse, en priorité, la possibilité d'augmenter la puissance de l'installation en préservant le raccordement existant. A l'issue de l'étude, il communique au producteur la valeur de la puissance maximale $P_{\max}$ qu'il est possible d'injecter sur le RPT au travers des ouvrages de raccordement existants sans procéder à des extensions, modifications ou renforcement des ouvrages du RPT. Si la nouvelle puissance demandée par le producteur est inférieure à la valeur ainsi déterminée, l'augmentation de puissance est acceptée sans modification du raccordement. A défaut, l'augmentation est traitée dans les mêmes conditions qu'une demande de raccordement d'une installation nouvelle et les limites des 5.1.1 et 5.1.2 ci-dessus s'appliquent.

5.2 Pour une installation de consommation :

L'article 4 de l'arrêté du 4 juillet 2003 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'une installation de consommation d'énergie électrique indique que le domaine de tension de raccordement de référence est déterminé selon le tableau suivant :

Domaine de tension de raccordement de référence	Puissance de raccordement de l'installation P_{rac} inférieure à la plus petite des deux valeurs (en MW)	
HTA	40	100/ d
HTB1 (63 kV et 90 kV)	100	1 000/ d
HTB2 (150 kV et 225 kV)	400	10 000/ d
Où d est la distance en kilomètres comptée sur un parcours du réseau, réalisable techniquement et administrativement, entre le point de livraison et le point de transformation vers la tension supérieure le plus proche du RPT		

6 LE NIVEAU DE PRECISION DES ETUDES AUX DIFFERENTES ETAPES

6.1 La demande de renseignement (pour les consommateurs et les producteurs)

Cette étude est réalisée dans un délai de 6 semaines après réception de la demande par RTE (cf. article 1.1 « Processus de raccordement »). Compte tenu de cette échéance réduite, l'étude ne peut pas être exhaustive sur les aspects techniques étudiés : seules les contraintes de transits sont systématiquement regardées (voir paragraphe 4.2). Si des problèmes de tenue aux courants de court-circuit sont connus dans la zone proche du raccordement, ils sont annoncés mais les limites constructives des postes et les valeurs atteintes par les courants de court-circuit ne sont pas systématiquement comparées. Les autres aspects listés au §4 ne sont pas étudiés.

Les raccordements proposés à ce stade sont (cf. article 2.2 « Schémas de raccordement ») :

- le raccordement à la tension de référence (ou à une tension inférieure à la tension de référence si le producteur en a fait la demande) au poste de transformation le plus proche,
- ou un raccordement utilisant en tout ou partie le réseau existant avec les renforcements éventuellement associés.

Afin de favoriser cette étape, il est aussi précisé, sans en déterminer le volume, si des limitation de production ou de consommation sont à prévoir compte tenu des limites de la capacité du réseau.

Dans le cas où des limitations sont à envisager, il sera précisé si ces limitations ont un caractère préventif (signifiées en J-1) ou curatif (lors de la survenance de l'incident contraignant).

RTE communique en complément et à titre indicatif une évaluation de la part de la puissance de l'installation (ou d'un groupe d'installations au fonctionnement synchrone) ne créant pas de contraintes et donc sans limitation d'utilisation. Cette évaluation est réalisée par saison³. Cette valeur n'est valable que pour le schéma de raccordement proposé et pour un état donné de la file d'attente.

RTE examine, sans étude détaillée, si la cellule de raccordement peut être insérée dans le poste de raccordement, compte tenu de la place disponible. Le tracé, la faisabilité et les conditions d'insertion environnementale des ouvrages de raccordement sont également appréciés par RTE à dire d'experts, en déterminant par une première approche sur carte (identification de la géographie et des zones de contraintes réglementaires connues) la part de réalisation en aérien et en souterrain.

Le raccordement et les renforcements associés sont donc le résultat d'une première approche, tant pour le choix technique du renforcement proposé (tous les aspects n'étant pas étudiés) que dans la consistance des travaux à réaliser. Des études complémentaires relativement longues devront alors être conduites si le client souhaite poursuivre la demande de raccordement.

Les résultats fournis ne constituent pas un engagement de la part de RTE, ni sur les coûts ni sur les délais. RTE donne à ce stade des ordres de grandeur.

6.2 L'étude exploratoire (pour les distributeurs)

Ces études (cf. article 1.1 « Processus de raccordement ») consistent à étudier différentes solutions de raccordement, afin que le distributeur puisse comparer les stratégies d'évolution du réseau envisageables, dans le cadre d'une vision globale de l'évolution des réseaux HTA et HTB. De la même façon que pour l'étude exploratoire des consommateurs et producteurs, ces études ne constituent pas un engagement de RTE.

6.3 Les études pour la PTF

Ces études sont réalisées dans un délai de 3 mois après réception de la demande par RTE (cf. article 1.1 « Processus de raccordement »).

Elles portent en terme d'insertion dans le réseau existant sur la totalité des aspects techniques décrits dans le §4 à l'exception des études de stabilité.

Dans le cas où des limitations sont à envisager, il sera précisé si ces limitations ont un caractère préventif (signifiées en J-1) ou curatif (lors de la survenance de l'incident contraignant). Dans chacun des cas seront précisés en heures la durée maximale de risque par saisons.

RTE communique alors une évaluation de la part de la puissance de l'installation (ou d'un groupe d'installations au fonctionnement synchrone) évacuable ou consommable sans créer de contraintes et donc sans limitation d'utilisation. Cette évaluation est réalisée par saison.

Enfin, afin de caractériser le risque de façon complète, seront précisés à titre informatif :

- Les taux de défaillance (en nombre de défaillance par an) des ouvrages dont la pertes conduit à des limitations,
- Les durées moyennes des incidents.
- La puissance à laquelle il convient, le temps de l'incident, de limiter l'installation

Ces données seront issues du REX local, et à défaut, des données normatives utilisées par RTE dans ses propres études.

³ Hiver : du 10/11 au 20/04, Intersaison : du 20/09 au 10/11 et du 20/04 au 10/05, Été : du 10/05 au 20/09

Compte tenu de l'engagement de RTE à respecter les coûts annoncés à 15 % près moyennant certaines réserves, des études techniques de niveau Avant Projet Sommaire doivent être réalisées. Toutefois, à ce stade, la concertation externe n'est pas engagée. Ces études de niveau APS sont donc conduites pour la liaison ou les postes à créer sur la base de l'estimation la plus probable des conditions d'emplacement, de tracé, d'acceptabilité et d'insertion environnementale des ouvrages. Cette estimation est conduite par RTE en examinant notamment les contraintes réglementaires liées à la réalisation des ouvrages selon l'emplacement ou le tracé envisagés.

6.4 Les études pour la convention de raccordement

Cette convention est signée nécessairement avant le début des travaux. A ce stade, l'ensemble des autorisations administratives doit être obtenu et le montant du raccordement et des éventuels renforcements nécessaires dans le périmètre de facturation de l'utilisateur est ferme et définitif, et ne peut excéder de plus de 15% le montant estimatif indiqué dans la PTF, compte tenu des actualisations prévues.

7 EVOLUTION DES HYPOTHESES

Les hypothèses décrites dans les paragraphes précédents sont susceptibles d'évoluer durant le processus de raccordement, en particulier la consistance de la file d'attente des producteurs ou les PTF acceptées par des consommateurs ou des distributeurs.

Pour tenir compte de ces évolutions, la démarche suivante est retenue par RTE :

- l'étude exploratoire et la PTF sont réalisées à partir des hypothèses définies au §4.1 au moment de la réalisation de l'étude. Tant que la PTF n'a pas été acceptée par l'utilisateur, les résultats de l'étude sont susceptibles d'évoluer du fait, par exemple, de l'acceptation d'une PTF par un autre utilisateur. Dans ce cas, la PTF initiale devient caduque et l'utilisateur en est informé au plus tôt.
- une fois la PTF acceptée par l'utilisateur, les conditions économiques de son raccordement (ouvrages du RPT à réaliser ou limitation à l'utilisation du raccordement) ne peuvent se dégrader. Par exemple, les évolutions possibles des hypothèses qui réduisent la capacité d'accueil sur le réseau (cf. article 3.3) ne sont pas répercutées à l'utilisateur.
- a contrario, si des évolutions du corps d'hypothèses susceptibles de minimiser les contraintes pour l'utilisateur interviennent avant la proposition de convention de raccordement par RTE, l'étude est mise à jour. L'utilisateur bénéficie alors des répercussions éventuelles qui lui sont favorables, sous réserve qu'elles soient compatibles avec ses contraintes⁴.
- une fois la convention de raccordement signée, la consistance et la nature des travaux ne sont plus modifiées.

8 COMPTE-RENDU D'ETUDES

RTE fournit, en appui de la réunion de présentation de la PTF, un compte-rendu d'études qui comporte les éléments suivants.

⁴ Par exemple, la pose d'un câble de section inférieure à celle envisagée initialement nécessite de nouvelles études qui pourraient retarder la date de mise en service.

8.1 la demande de raccordement

Ce paragraphe reprend les éléments dimensionnant de la demande de raccordement, tels que localisation, puissance, échéance de raccordement souhaitée, caractéristiques particulières, niveau de garantie souhaité, etc, pour s'assurer que l'étude conduite par RTE répond bien aux exigences formulées par l'utilisateur.

8.2 le contexte général de l'étude

On trouve notamment dans ce paragraphe :

- la carte géographique de la zone d'étude, comprenant l'infrastructure du réseau électrique qui comprend à minima l'emplacement de l'installation à raccorder, les ouvrages du RPT existants sur lesquels s'appuient le raccordement proposé et les ouvrages pour lesquels le raccordement induit des contraintes;
- l'identification des différents éléments du raccordement : le domaine de tension de référence, le poste de transformation le plus proche (ou le poste 400 kV d'interconnexion le plus proche⁵ si la tension de référence est le 400 kV)...
- la consistance technique du raccordement proposé par RTE, ainsi que la consistance des renforcements du réseau existant et/ou des limitations d'utilisation du raccordement s'il y a lieu.

8.3 les études de réseau pour l'alimentation / évacuation principale

Ce paragraphe reprend les principaux résultats des études de réseau conduites par RTE à l'année de mise en service estimée dans la PTF. Ces résultats ne concernent que les situations pour lesquelles des contraintes (de transit, de courant de court-circuit, de tension...) ont été mises en évidence.

Les résultats prendront la forme d'un tableau mentionnant par type de contrainte (saisonnalisée s'il y a lieu) l'ensemble des situations de contraintes.

Pour chaque situation, on trouve :

- les ouvrages en contrainte
- le dépassement relatif (en % du seuil admissible) de la plus forte contrainte
- la situation de réseau entraînant la plus longue période de limitation d'utilisation de l'installation avec la durée de risque.
- Le mode de traitement de ces contraintes (Préventif ou Curatif)
- Les taux de défaillance (en nombre de défaillance par an) des ouvrages dont la pertes conduit à des limitations,
- Les durées moyennes des incidents.
- La puissance à laquelle il convient, le temps de l'incident, de limiter l'installation

Enfin, RTE fournit une évaluation par saison de la part de la puissance de l'installation (ou d'un groupe d'installations au fonctionnement synchrone) évacuable ou consommable sans créer de contraintes et donc sans limitation d'utilisation.

⁵ Un poste 400kV d'interconnexion est un poste qui satisfait l'un des deux critères suivants :

* le poste comporte au moins une transformation vers une partie du RPT à un niveau de tension inférieur,

* le poste n'est pas uniquement un poste d'évacuation de centrales (il contribue au bouclage du réseau avec au moins deux autres postes du RPT).

8.4 Etudes pour l'alimentation / évacuation de secours

Le compte-rendu d'études fait apparaître :

- le rappel des exigences de l'utilisateur sur la nature de la garantie demandée (cahier des charges fonctionnel),
- la traduction technique de ces exigences (spécification technique),
- la solution proposée, associée à la vérification du respect de la spécification.

8.5 Eléments de contexte environnemental et d'acceptabilité

Dans cette partie, RTE porte à la connaissance de l'utilisateur les éléments d'appréciation du contexte externe qui le conduisent à proposer le plan environnemental des ouvrages de raccordement, et notamment la description des éléments connus influant sur la consistance technique et le délai du raccordement.

8.6 Autres solutions étudiées

L'ensemble des autres solutions envisagées pour répondre à la demande de raccordement sont mentionnées, avec la principale raison qui conduit à les écarter.

8.7 Conclusion

La conclusion du compte rendu d'études récapitule la consistance technique du raccordement proposé, ainsi que les éléments d'étude qui conduisent à justifier la nécessité d'accompagner le raccordement par le renforcement du réseau existant ou à limiter son utilisation.

9 LES DONNEES COMMUNICABLES A L'UTILISATEUR

Dans l'hypothèse où l'utilisateur voudrait s'assurer du résultat de ces études, les règles générales appliquées par RTE en déclinaison du décret du 16 juillet 2001 pour transmettre les données d'études sont les suivantes :

- les grandeurs physiques et les données d'exploitation (points de débouclage) du réseau, les hypothèses ou résultats de calcul élaborés par RTE à partir d'un traitement par nature statistique (hypothèses d'échanges aux frontières, hypothèses moyennes d'indisponibilité d'un type de parc de production donné, hypothèses de production moyenne pour un parc donné à un point horaire donné, les données agrégées qui respectent le secret statistique (données constituée de la somme d'au moins trois données élémentaires, dont aucune ne représente plus de 80 % de la donnée totale) sont communicables sans réserves
- la puissance maximale d'un producteur inscrit en file d'attente, d'un client industriel ayant accepté sa PTF ou d'un poste source distributeur, la puissance consommée à un point horaire donné par un consommateur industriel existant, la puissance injectée à un point horaire donné par un groupe de production existant différente de la moyenne du palier considéré ou la puissance consommée ou injectée à un point horaire donné par un poste source distributeur ne sont pas communicables sans l'accord préalable de l'utilisateur existant.

Par ailleurs, RTE répondra favorablement à toute demande de transmission de données effectuée par un gestionnaire de réseau public de distribution, en référence au(x) point(s) du compte rendu d'études qu'il souhaite vérifier. Toutefois, RTE mentionnera les données dont il n'autorise pas la transmission à un autre utilisateur non gestionnaire de réseau.

Documentation technique de référence
Chapitre 2 – Etudes et schémas de raccordement

Article 2.2 – Schémas de raccordement

Version 4 applicable à compter du 27 juillet 2012

9 [pages](#)

1. PREAMBULE

Le présent article s'applique aux installations de production pour leur raccordement au RPT. Des précisions seront apportées ultérieurement dans la DTR pour les modifications de raccordement des installations existantes.

2. RAPPEL DU CADRE REGLEMENTAIRE

- Article 3 à 7 du Décret 2008-386 du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'une installation de production d'énergie électrique.
- Article 6 du Décret n° 2003-588 du 27 juin 2003 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement au réseau public de transport de l'électricité.
- Article 2 du Décret n° 2005-172 du 22 février 2005 définissant la consistance du réseau public de transport d'électricité et fixant les modalités de classement des ouvrages dans les réseaux publics de transport et de distribution d'électricité.
- Décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006 modifié, approuvant le cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité (RPT).
- Articles 6 et 8 de l'Arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'une installation de production d'énergie électrique.
- Article 6 de l'Arrêté du 4 juillet 2003 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement direct au réseau public de transport d'une installation de consommation d'énergie électrique
- Article 6 de l'Arrêté du 6 octobre 2006 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'électricité d'un réseau public de distribution.

3. CHOIX DU SCHEMA DE RACCORDEMENT

RTE doit garantir un droit d'accès au réseau public de transport (RPT) aux utilisateurs dont le niveau de puissance relève d'un raccordement au RPT. RTE doit veiller à ce que le raccordement d'une nouvelle installation, de production ou de consommation, ne remette pas en cause la qualité, la sécurité et la sûreté de fonctionnement du réseau public du transport. Avant de proposer un raccordement à l'utilisateur, RTE analyse l'impact des solutions envisageables sur les performances du RPT. Les hypothèses retenues sont précisées dans l'article 2.1.

Le schéma de raccordement est choisi au regard des critères suivants :

- la conduite du système électrique et l'exploitation des installations du réseau doivent pouvoir être assurées dans le respect des règles de sûreté du système et de sécurité des personnes et des biens ;
- le niveau de qualité de fourniture garanti aux utilisateurs du RPT déjà raccordés doit rester dans les limites des engagements de RTE vis-à-vis de ces utilisateurs ;
- la disponibilité du RPT pour évacuer la production ou pour alimenter la consommation de l'installation doit être compatible avec les engagements de RTE vis-à-vis de l'utilisateur ;
- le schéma de raccordement retenu doit être compatible avec le plan de protection du RPT et doit permettre de maîtriser, avec un partage clair des responsabilités, les conséquences des défauts d'isolement qui peuvent avoir lieu sur l'installation de l'utilisateur ou sur le RPT ;
- le raccordement doit être fait selon des techniques qui respectent les contraintes environnementales.

4. LES SCHEMAS POSSIBLES DE RACCORDEMENT DE L'INSTALLATION D'UN UTILISATEUR AU RPT

Le schéma proposé est normalement un des 3 schémas de principe (§ 4.1) décrits ci-dessous. Dans certains cas exceptionnels détaillés ci-après, RTE peut proposer un schéma particulier (§ 4.2).

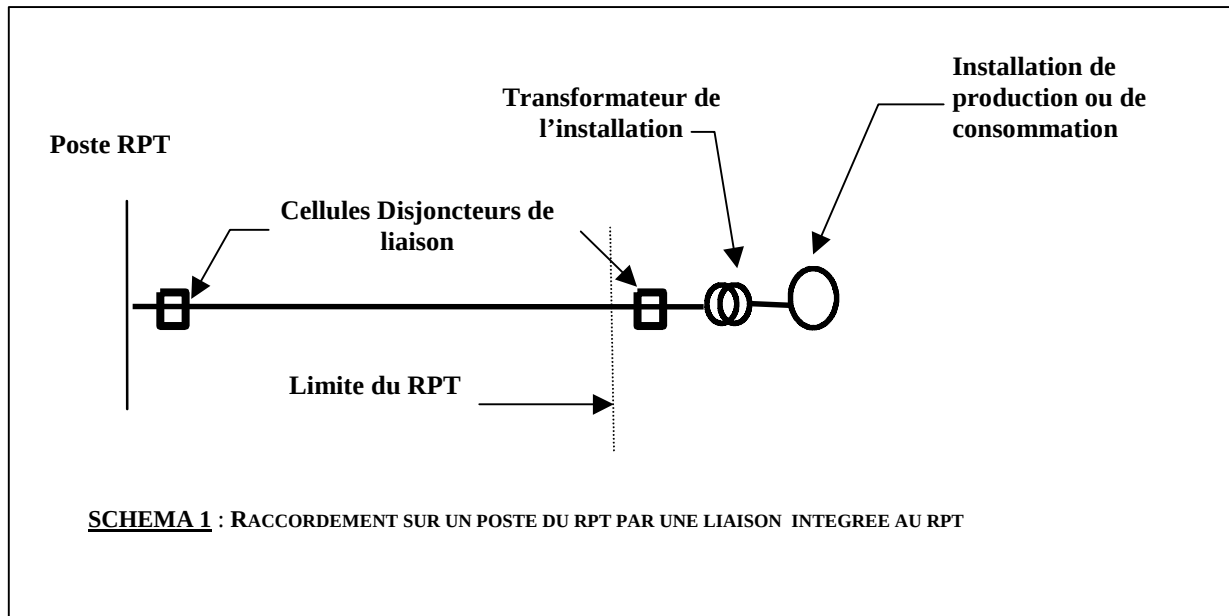
Pour les distributeurs, les schémas de raccordement sont identiques ; toutefois, les limites de propriété sont établies conformément à l'article 2 du décret du 22 février 2005.

Dans les schémas ci-après, les installations en aval de la cellule Disjoncteur de l'utilisateur vue du RPT sont données à titre indicatif.

4. 1 Schémas de principe

4.1.1 Raccordement en antenne

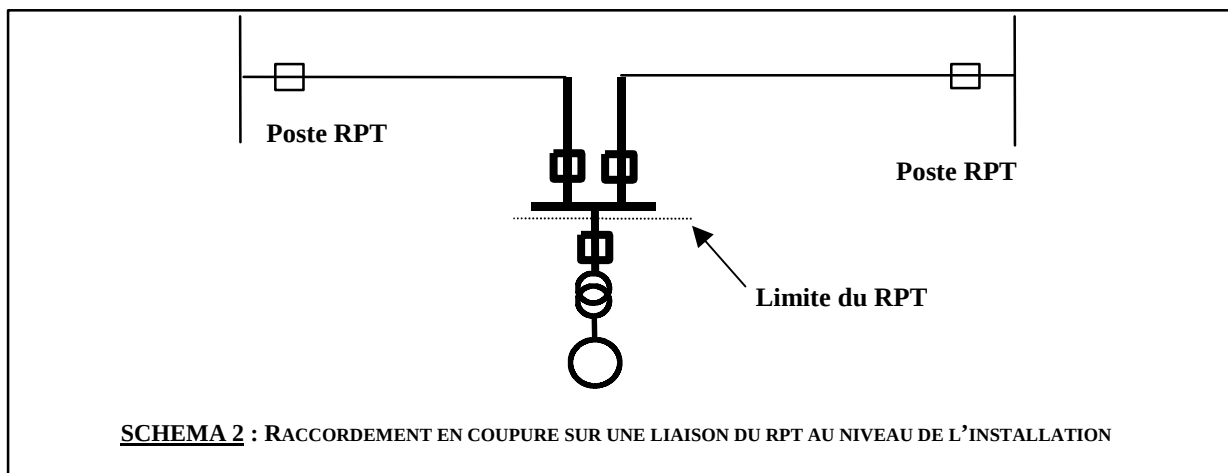
Une installation de production ou de consommation est normalement reliée à un poste du RPT existant par une ou plusieurs liaisons de raccordement qui seront intégrées au RPT. Chaque liaison comporte deux cellules disjoncteurs, l'une située dans l'installation du producteur ou du consommateur et exploitée par lui, et l'autre située au poste de raccordement au RPT et exploitée par RTE (schéma 1).



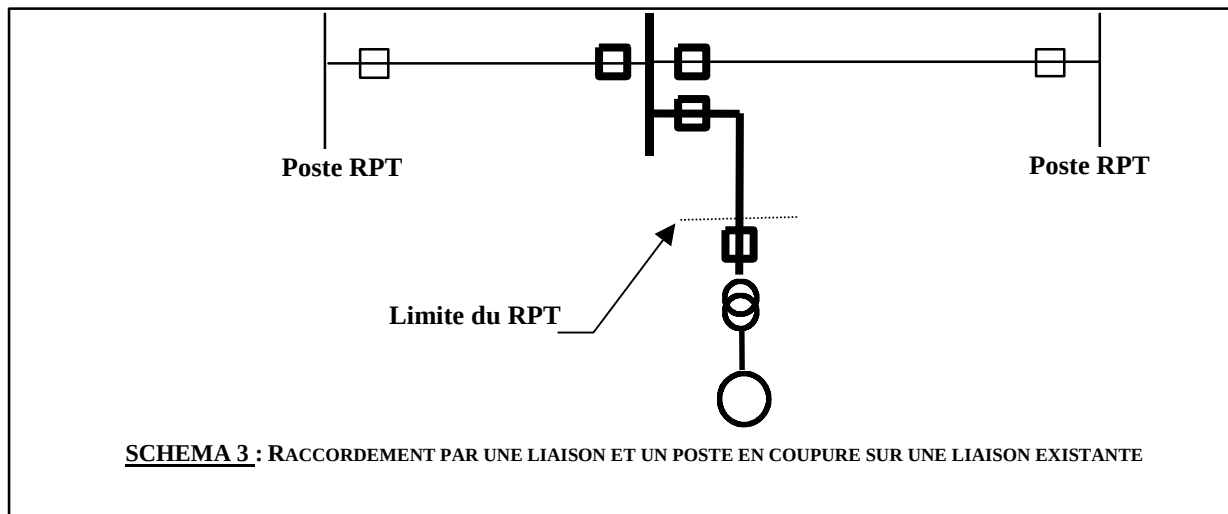
Chaque cellule Disjoncteur comporte un ensemble de disjoncteur, sectionneur, réducteurs de mesures et protections.

4.1.2 Raccordement en coupure

Il est également possible de raccorder l'installation sur une liaison du réseau plutôt qu'à un des postes d'extrémité de cette liaison. Le schéma de raccordement normal est alors la coupure de la liaison par un nouveau poste du réseau qui peut être situé au niveau du site de l'installation (schéma 2) ou au niveau de la liaison elle-même (schéma 3). L'installation est raccordée à ce poste soit directement par une cellule disjoncteur dans le premier cas, soit par une liaison à deux cellules disjoncteurs dans le second cas.



Le schéma suivant (schéma 3) n'est normalement pas proposé au stade de l'étude exploratoire en raison des incertitudes concernant le terrain sur lequel peut être implanté le poste RPT à construire.



Le choix entre le schéma 2 et le schéma 3 est fait en fonction de la localisation des installations de l'utilisateur par rapport au réseau existant.

Tout autre schéma de raccordement de l'installation au réseau est un schéma particulier, soumis à certaines conditions d'acceptabilité.

4.2 Schémas particuliers

Compte tenu des études spécifiques à réaliser, ces schémas sont exclus au stade de l'étude exploratoire.

4.2.1 Raccordement en piquage sur une liaison existante¹

Le raccordement en piquage sur une liaison existante (schéma 4) induit des contraintes sur le RPT et peut avoir un impact négatif sur :

- La qualité d'alimentation : le piquage augmente généralement la longueur des liaisons du RPT et les utilisateurs de la zone avec présence d'un piquage peuvent voir leur qualité d'alimentation dégradée suite à une augmentation du nombre des coupures brèves et des creux de tension. Cet aspect est particulièrement sensible lorsque le piquage est réalisé en aérien. En ce qui concerne les creux de tension, leur durée peut également être augmentée, du fait de séquences d'élimination plus longues.
- La performance du système de protection: le piquage réduit les performances d'élimination des défauts en créant notamment une dissymétrie des ouvrages (longueur relative des tronçons) qui a pour conséquence, a minima, un fonctionnement séquentiel des protections (adjonction d'intervalles de sélectivité) et donc un allongement des temps d'élimination. Les creux de tension sont plus importants et des problèmes de stabilité des groupes de production proches peuvent être rencontrés.
- L'exploitation du réseau : la difficulté essentielle concerne la coordination des périodes de placement de l'entretien et les durées allongées de celles-ci.

¹ Une liaison comporte une cellule disjoncteur à chaque extrémité

De ce fait le raccordement en piquage est soumis à des conditions d'acceptabilité. Il n'est pas privilégié par RTE.

Informé des inconvénients du piquage, l'utilisateur peut néanmoins solliciter un raccordement en piquage car ce schéma constitue souvent une solution économiquement avantageuse pour lui. RTE ne peut donner une suite favorable à une telle demande que lorsque le piquage est possible au regard des critères d'exclusion suivants relatifs à la structure du RPT :

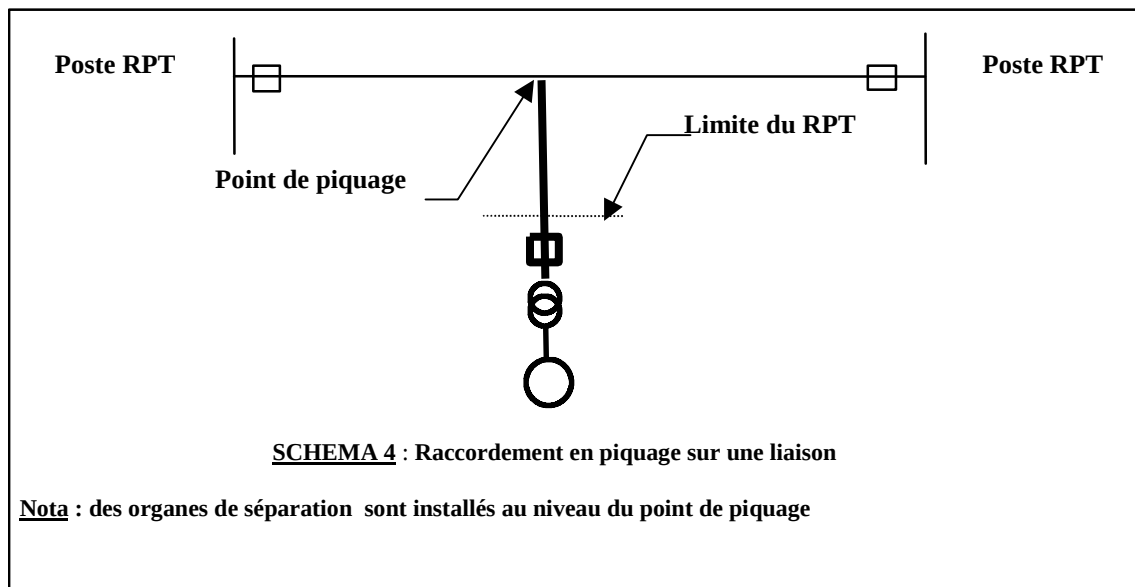
- la puissance de l'installation à raccorder est supérieure à 120 MW dans le cas général ;
- la liaison existante sur laquelle le piquage sera réalisé est une liaison HTB3 ;
- la liaison existante comporte déjà un autre piquage ;
- la liaison existante est elle-même une liaison en piquage ;
- le piquage est actif² et dissymétrique (rapport supérieur ou égal à deux entre l'impédance du tronçon le plus long et celui le plus court) ;
- le piquage a une longueur en technique aérienne supérieure ou égale à 25 % de la longueur aérienne de la liaison existante ;

Si aucun critère d'exclusion structurel n'est applicable RTE procédera à :

- l'étude de raccordement dans les conditions présentées au chapitre 2.1 afin de vérifier la possibilité d'insertion de l'installation sur la liaison existante (transit, Icc, tension, stabilité ...) ;
- une étude spécifique de protection pour déterminer les modalités d'adaptation des protections existantes pour en conserver les performances après raccordement. Le piquage sera généralement exclu s'il s'avère nécessaire de mettre en œuvre des protections différentielles de ligne pour maintenir les performances ;
- une étude spécifique d'impact sur la qualité d'alimentation des utilisateurs déjà raccordés : le piquage sera exclu dans les cas suivants :
 - s'il s'avère qu'il ne sera pas possible de respecter les engagements de qualité souscrits par les utilisateurs existants de la zone,
 - si la liaison existante délivre une qualité de fourniture qui ne permet pas de respecter les seuils standards (5 coupures brèves et 1 coupure longue par an),
 - si un utilisateur existant, raccordé dans la zone influencée par le piquage a souscrit un engagement creux de tension.

Par ailleurs, le III de l'article 2 de l'arrêté du 23 avril 2008 pour le raccordement des producteurs au réseau de transport prévoit que RTE n'est tenu de donner une suite favorable à une demande de raccordement en HTB1 d'une installation de production de puissance supérieure à 50 MW que si, en résultat de l'étude, le raccordement s'avère possible sur un jeu de barres exploité par RTE, ce qui exclut les demandes de piquage en HTB1 au-delà de 50 MW.

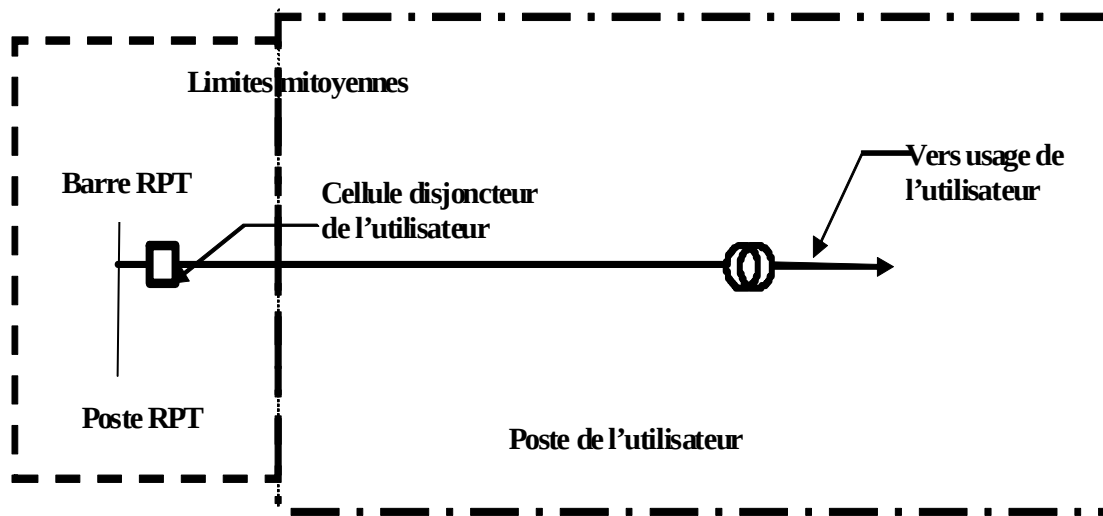
² Un piquage est dit actif lorsque les 3 tronçons issus du point de piquage participent à l'apport de courant direct, en cas de défaut sur l'ouvrage



4.2.2 Liaison de raccordement à une seule cellule disjoncteur

Le raccordement par une liaison de raccordement ne comportant qu'une seule cellule disjoncteur (schéma 5) n'est proposé par RTE que si le poste de livraison de l'utilisateur est mitoyen au poste RPT de raccordement, et si l'ensemble des conditions ci-dessous est satisfait :

- la sûreté d'exploitation du système électrique et la sécurité du RPT, celle du poste de raccordement notamment, ne sont pas mises en cause,
- la cellule disjoncteur de la liaison est située dans le poste du RPT et la liaison entre cette cellule et le poste de l'utilisateur ne traverse pas le domaine public,
- l'utilisateur assume la responsabilité de l'exploitation de la liaison et des conséquences de toute défaillance de la liaison et des protections de son installation de production et des équipements associés,
- les performances du système de protections (temps d'élimination des défauts, sécurité des personnes et des biens, sélectivité et sûreté de fonctionnement) de la liaison et de l'installation respectent le cahier des charges fonctionnel des protections remis par RTE.
- les accès au poste RPT pour l'entretien de la cellule disjoncteur sont explicités dans la convention d'exploitation.



SCHEMA 5 : RACCORDEMENT SUR UN POSTE DU RPT PAR UNE LIAISON A UN DISJONCTEUR

Dans les cas où le poste RPT de raccordement est un poste sensible tant d'un point de vue exploitation que d'un point de vue sûreté du système, la solution de raccordement à une seule cellule disjoncteur n'est mise en oeuvre que si l'utilisateur accepte au préalable que la conception, la construction, l'exploitation et la maintenance de cette cellule soient assurés par RTE dans le cadre d'une prestation qui fait l'objet d'une offre distincte de la PTF.

Sont considérés comme sensibles les postes suivants :

- Poste blindé et poste intérieur modulaire.
- Poste équipé d'une protection différentielle de barres.

Concernant la réalisation de la prestation de conception et de construction, RTE assure l'intégralité des opérations (ingénierie, fourniture du matériel, ..., mise en service de la cellule disjoncteur).

4.2.3 Cas particulier du raccordement d'un site de production raccordé au RPT via une liaison souterraine ou sous-marine de grande longueur

Le raccordement d'une installation de production peut être réalisé via des câbles (souterrains et éventuellement sous-marins) dont la longueur peut atteindre plusieurs dizaines de kilomètres. Ce type de raccordement génère une fourniture importante d'énergie réactive fatale se traduisant notamment par des contraintes de transit de courant dans les câbles.

Pour lever cette contrainte, RTE recherche la solution technique et financière la plus favorable au producteur, en optimisant les différents paramètres suivants :

- section du câble,
- nombre de câbles,
- intégration de moyens de compensation de réactif au schéma de raccordement retenu,
- consigne relative à l'utilisation de la capacité de réglage de l'installation.

La solution retenue doit permettre d'optimiser le réactif dans la liaison de raccordement et d'offrir, au poste RPT de raccordement, une plage de réglage du réactif équivalente à celle qui résulte de l'application des dispositions réglementaires à l'installation de production.

Documentation technique de référence
Chapitre 2 – Etudes et schémas de raccordement
Article 2.3 – [Méthode d'identification des limites du réseau
d'évacuation](#)

Document valide pour la période du 10 novembre 2010 à ce jour

8 [pages](#)

[Version 1](#)

Document valide pour la période du 10 novembre 2010 à ce jour

Utilisateur concerné : producteur

1 RAPPEL DU CADRE REGLEMENTAIRE

- Décret n° 2001-630 du 16 juillet 2001 relatif à la confidentialité des informations détenues par les gestionnaires de réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité, pris pour l'application des articles 16 et 20 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.
- Décret n° 2003 -588 du 27 juin 2003 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement au réseau public de transport de l'électricité.
- Décret n° 2006 -1731 du 23 décembre 2006 approuvant le cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité.
- Décret n° 2007 -1280 du 28 août 2007 relatif à la consistance des ouvrages de branchement et d'extension des raccordements aux réseaux publics d'électricité
- Décret n° 2008 -386 du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations de production en vue de leur raccordement au réseau public de transport de l'électricité.
- Arrêté du 17 mai 2001 fixant les conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique (et les arrêtés précédents, notamment ceux du 2 avril 1991, du 26 mai 1978, du 13 février 1970, du 30 avril 1958 et du 30 avril 1951).
- Arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'une installation de production d'énergie électrique.

2 OBJET ET CHAMP D'APPLICATION

L'objet de cet article est, dans le cadre de l'article 17¹ du cahier des charges de concession du RPT, de définir la méthodologie d'identification des limites du réseau d'évacuation qui s'applique aux nouvelles installations de production et aux installations faisant l'objet de « modifications substantielles ».

Cet article s'applique pour le raccordement d'une installation de production à la tension de raccordement de référence telle que définie dans l'arrêté du 23 avril 2008 susvisé.

Il ne s'applique pas dans le cas, exceptionnel et dérogatoire au sens du décret n°2008-386 du 23 avril 2008, où le raccordement est effectué, à la demande du producteur, à une tension inférieure au domaine de tension de raccordement de référence. Dans ce cas, le réseau d'évacuation est déterminé selon des dispositions spécifiques.

¹ L'article 17 du cahier des charges de concession du RPT précise : « le concessionnaire définit dans la documentation technique de référence la méthodologie d'identification des limites du réseau d'évacuation »

Document valide pour la période du 10 novembre 2010 à ce jour

3 ENJEU

Conformément au chapitre 2.1 « Etude RTE pour le raccordement », le raccordement d'une installation de production sur le RPT peut générer des contraintes thermiques sur incident fortuit ; toutefois, celles-ci doivent pouvoir être levées simplement – par manœuvre ou bien par un automatisme - dans le respect des règles de sécurité pour les personnes et les biens.

L'article 17 du cahier des charges de concession du RPT précise que : « *Sauf cas de situation d'exploitation perturbée mentionnée à l'article 19, le concessionnaire dédommage le producteur en fonction du préjudice subi du fait de l'interruption ou de la restriction de l'évacuation causée par une indisponibilité fortuite d'ouvrages du réseau public de transport situés à l'amont du réseau d'évacuation.* ».

- En conséquence, RTE indemnise le producteur pour une indisponibilité fortuite d'ouvrages du RPT en dehors du réseau d'évacuation si elle a pour conséquence une limitation de la production. A contrario, si l'indisponibilité fortuite concerne des ouvrages du réseau d'évacuation, RTE n'indemnise pas le producteur.

L'article précise par ailleurs que : « *Sauf cas de situation d'exploitation perturbée mentionnée à l'article 19, lorsque les ouvrages du réseau d'évacuation d'un producteur font l'objet d'indisponibilités fortuites, le concessionnaire rétablit dans les meilleurs délais la disponibilité de ces ouvrages* »

- RTE doit donc faire ses meilleurs efforts pour rétablir la disponibilité des ouvrages du réseau d'évacuation lorsqu'ils font l'objet d'une indisponibilité fortuite.

La définition du réseau d'évacuation d'une installation de production est importante pour RTE et les producteurs puisque en cas d'indisponibilité fortuite d'un ouvrage du RPT, les obligations pour RTE et les conséquences pour le producteur, sont de nature différente selon que l'ouvrage appartient ou non au réseau d'évacuation.

Les paragraphes suivants précisent la méthodologie d'identification des limites du réseau d'évacuation.

4 METHODE D'IDENTIFICATION DU RESEAU D'EVACUATION

4.1 Les éléments issus du cahier des charges du RPT

Dans l'article 17 du Cahier des Charges de concession du RPT, le réseau d'évacuation est défini ainsi :

« Le réseau d'évacuation d'un site de production est constitué des ouvrages du réseau public de transport indispensables à l'évacuation de la puissance active maximale des installations de production jusqu'au(x) premiers(s) point(s) du réseau permettant d'assurer, en cas de défaut d'un ouvrage, l'évacuation par un autre ouvrage. »

Cette définition implique :

Document valide pour la période du 10 novembre 2010 à ce jour

- qu'il n'est pas possible que le raccordement d'une installation de production génère des contraintes à réseau complet (ou en N) puisqu'il est précisé qu'il s'agit de ouvrages « indispensables » à l'évacuation de la puissance active maximale, jusqu'au premier point où une indisponibilité fortuite ne génère plus de contrainte.
- que le réseau d'évacuation est constitué d'ouvrages dont la défaillance fortuite, hors situation de consignation, ne permet plus à un site de production de produire à pleine puissance.

Néanmoins, l'article 17 ne décrit pas la méthodologie d'identification des limites du réseau d'évacuation pour tout raccordement d'un site de production et prévoit qu'elle soit définie dans la documentation technique de référence de RTE.

4.2 La méthode d'identification du réseau d'évacuation

En l'absence de limites définies réglementairement, le principe retenu est que le producteur doit avoir le choix, au moment du raccordement, entre un réseau d'évacuation plus étendu ou le renforcement du réseau pour le réduire. En corollaire de ce principe, ne peuvent pas faire partie du réseau d'évacuation les ouvrages dont le financement incomberait à RTE s'il s'avérait nécessaire de les renforcer.

Pour décliner ces principes, il convient donc de prendre en référence le décret 28 août 2007² qui définit les extensions.

En cohérence avec l'article 2 de ce décret, sont donc exclus du réseau d'évacuation, avant toute étude, les ouvrages :

- à une tension strictement supérieure à la tension de raccordement de référence
- à une tension strictement inférieure à la tension de raccordement de référence
- à la tension de raccordement de référence, au delà de ceux compris entre l'installation et les postes de transformation vers un niveau de tension supérieur les plus proches

Ne peuvent donc faire potentiellement partie du réseau d'évacuation après raccordement que les seuls ouvrages à la tension de raccordement de référence compris entre l'installation de production et les postes de transformation les plus proches vers le niveau de tension supérieur.

Parmi ceux-ci, le réseau d'évacuation est constitué, en cohérence avec l'article 17 du Cahier des Charges du RPT, des ouvrages dont l'indisponibilité fortuite après raccordement, induit des contraintes sur le RPT ou l'impossibilité d'évacuer.

Ils sont déterminés suite à une étude de réseau réalisée avec les mêmes méthodes et hypothèses que celles réalisées pour le raccordement (cf article 2.1 de la DTR)

² Décret n° 2007-1280 du 28 août 2007 relatif à la consistance des ouvrages de branchement et d'extension des raccordements aux réseaux publics d'électricité

Document valide pour la période du 10 novembre 2010 à ce jour

5 INFORMATIONS DONNEES AU PRODUCTEUR ET CONTRACTUALISATION

Le réseau d'évacuation est caractérisé dès les phases d'étude « complète » menées par RTE dans le cadre d'une PEFA ou d'une PTF.

Les ouvrages qui constituent le réseau d'évacuation sont listés dans la PEFA et dans la PTF. Ils sont rappelés dans la Convention de Raccordement.

Le réseau d'évacuation d'un site ne peut être étendu du fait d'une modification de la consistance du RPT, sauf si celle-ci est à l'initiative du Producteur. Il est réactualisé si les évolutions qui interviennent sur le RPT, dans la file d'attente ou dans le parc de production, ont un impact favorable et durable sur la capacité d'évacuation de l'énergie de l'installation.

Sont en outre précisés (dans la PEFA, PTF et convention de raccordement), à titre indicatif :

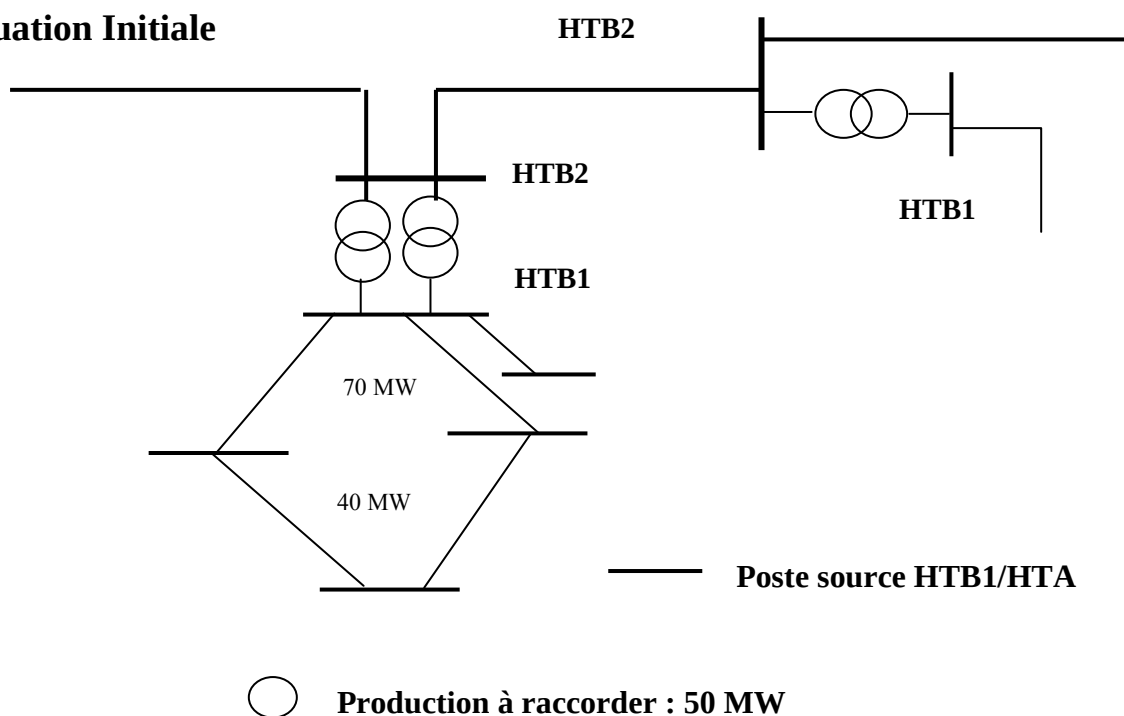
- Le taux de défaillance annuel probable de chaque ouvrage,
- La durée moyenne d'indisponibilité – sachant que RTE rétablit dans les meilleurs délais la disponibilité de ces ouvrages,
- La puissance maximale évacuée sans limitation.

Document valide pour la période du 10 novembre 2010 à ce jour

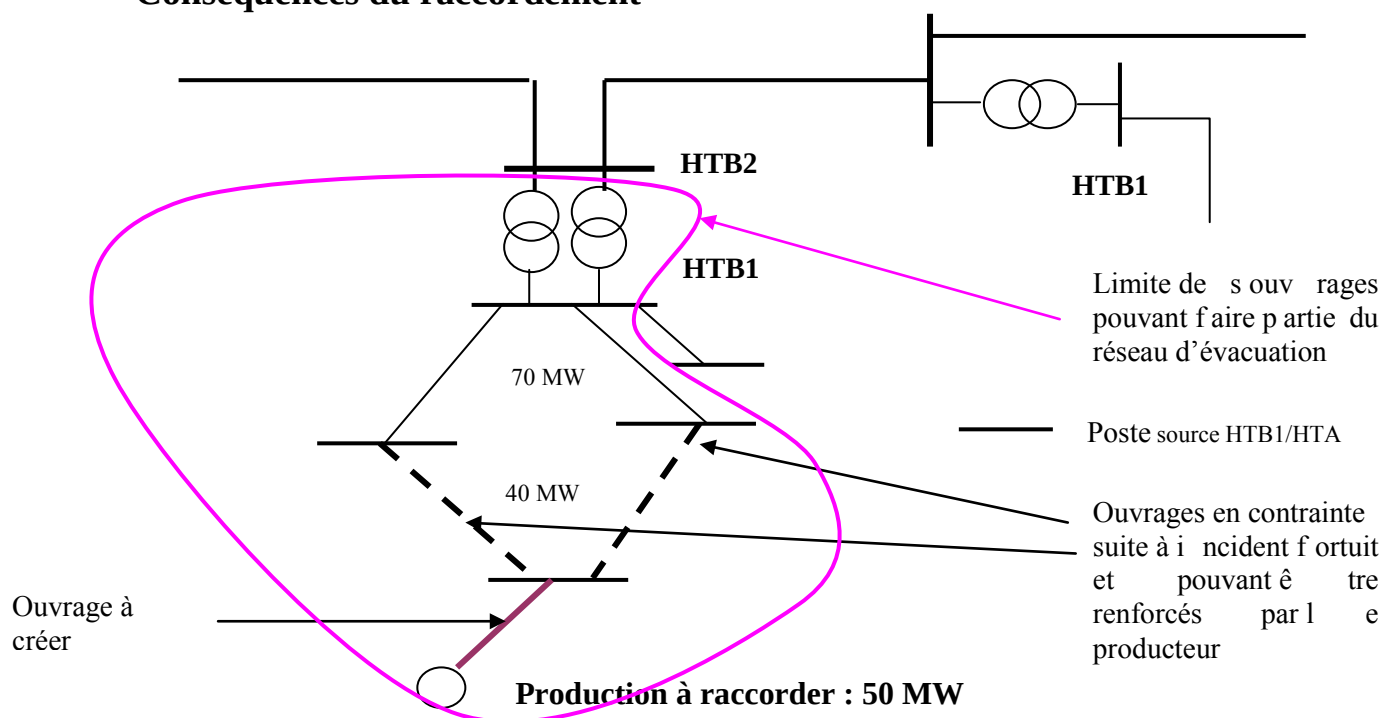
6 ILLUSTRATION

Illustration sur une boucle HTB1 alimentée par une unique source HTB2/HTB1

Situation Initiale

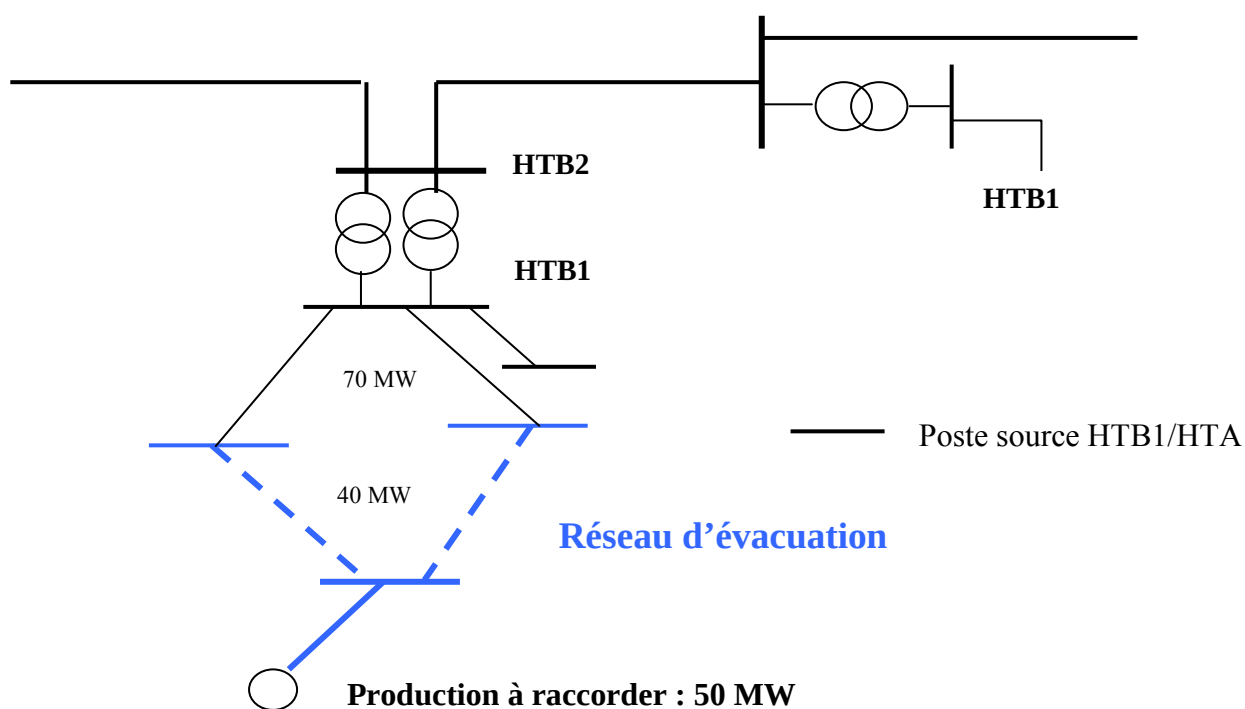


Conséquences du raccordement



Document valide pour la période du 10 novembre 2010 à ce jour

Caractérisation du réseau d'évacuation



Document valide pour la période du 10 novembre 2010 à ce jour

Annexe

Extrait de l'article 2 du Décret n° 2007-1280 du 28 août 2007 relatif à la consistance des ouvrages de branchement et d'extension des raccordements aux réseaux publics d'électricité

L'extension est constituée des ouvrages, nouvellement créés ou créés en remplacement d'ouvrages existants dans le domaine de tension de raccordement et nouvellement créés dans le domaine de tension supérieur qui, à leur création, concourent à l'alimentation des installations du demandeur ou à l'évacuation de l'électricité produite par celles-ci, énumérés ci-dessous :

- *canalisations électriques souterraines ou aériennes et leurs équipements terminaux lorsque, à leur création, elles ne concourent ni à l'alimentation ni à l'évacuation de l'électricité consommée ou produite par des installations autres que celles du demandeur du raccordement ;*
- *canalisations électriques souterraines ou aériennes, au niveau de tension de raccordement, nouvellement créées ou créées en remplacement, en parallèle d'une liaison existante ou en coupure sur une liaison existante, ainsi que leurs équipements terminaux lorsque ces canalisations relient le site du demandeur du raccordement au(x) poste(s) de transformation vers un domaine de tension supérieur au domaine de tension de raccordement le(s) plus proche(s) ;*
- *jeux de barres HTB et HTA et tableaux BT ;*
- *transformateurs dont le niveau de tension aval est celui de la tension de raccordement, leurs équipements de protection ainsi que les ouvrages de génie civil.*

Lorsque le raccordement s'effectue au niveau de tension le plus élevé (HTB3), l'extension est également constituée des canalisations électriques souterraines ou aériennes, au niveau de tension de raccordement, créées en remplacement, en parallèle d'une liaison existante ou en coupure sur une liaison existante, ainsi que leurs équipements terminaux lorsque ces canalisations relient le site du demandeur du raccordement au(x) poste(s) d'interconnexion le(s) plus proche(s).³

³ Il convient de préciser cette notion : un poste HTB3 d'interconnexion du RPT satisfait à l'un des deux critères suivants :

- le poste comporte au moins une transformation vers une tension inférieure
- le poste n'est pas un poste d'évacuation d'un site de production

Documentation technique de référence
Chapitre 2 – Etudes et schémas de raccordement
Article 2.4 – Modalités d'installation à l'interface RPT/RPD
d'un automate d'effacement sélectif de production
raccordée en HTA

Version 1 applicable à compter du 19 décembre 2011

4 [pages](#)

Chapitre 2 – Etudes et schémas de raccordement

Article 2.4 – Modalités d'installation à l'interface RPT/RPD d'un automate d'effacement sélectif de production raccordée en HTA

Utilisateur concerné : distributeur

1 PREAMBULE

Une expérimentation technique a été menée en 2010 entre RTE, ERDF et un producteur raccordé en HTA. L'expérimentation a porté sur :

- les conditions techniques d'installation d'un automate de détection de contrainte ampéremétrique sur le RPT, générée par l'arrivée d'un site de production raccordée en HTA,
- la validation, de bout en bout de la chaîne GRT vers GRD, du dispositif de transmission d'ordre d'effacement associé permettant de lever la contrainte.

Cet article décrit ce dispositif d'effacement sélectif dont la mise en œuvre se restreint au cas du raccordement d'un site de production sur le réseau HTA du distributeur lorsque ce site génère des contraintes de transit en N-1 sur le RPT.

2 RAPPEL DU CADRE REGLEMENTAIRE

- Décret n° 2003-588 du 27 juin 2003 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement au réseau public de transport de l'électricité.
- Décret n° 2008-386 du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations de production en vue de leur raccordement au réseau public de transport de l'électricité.
- Décret n° 2001-630 du 16 juillet 2001 relatif à la confidentialité des informations détenues par les gestionnaires de réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité, pris pour l'application des articles 16 et 20 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.
- Arrêté du 17 mai 2001 fixant les conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique (et les arrêtés précédents, notamment ceux du 2 avril 1991, du 26 mai 1978, du 13 février 1970, du 30 avril 1958 et du 30 avril 1951).
- Arrêté 6 octobre 2006 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'un réseau public de distribution.

3 ENJEU POUR LE SYSTEME ET LES UTILISATEURS

Le déploiement croissant de production décentralisée amène RTE à étudier dans certains cas l'impact du raccordement des installations en HTA sur le réseau public de transport d'électricité à travers l'évaluation des conditions de respect d'un certain nombre de critères techniques, ceci afin d'assurer la sûreté du système électrique et de garantir la sécurité des personnes et des biens en conformité avec les exigences formulées à l'article 2.1 de la DTR.

Pour tout raccordement de production en HTA rentrant dans le cadre des dispositions indiquées à l'article 3 de l'arrêté de raccordement d'octobre 2006, les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) doivent informer RTE des raccordements d'installations de production en HTA au niveau des postes source HTB/HTA afin de permettre au GRT d'identifier les conséquences de leur insertion sur l'exploitation du réseau de transport d'électricité.

Chapitre 2 – Etudes et schémas de raccordement**Article 2.4 – Modalités d'installation à l'interface RPT/RPD d'un automate d'effacement sélectif de production raccordée en HTA**

4 INSTRUCTION PAR RTE DES DEMANDES DES GRD POUR LE RACCORDEMENT DE PRODUCTION EN HTA

Lorsque RTE instruit une demande de raccordement de production en HTA sur la sollicitation d'un GRD, il mène des études destinées à détecter si ce raccordement génère en N-1 des problèmes d'évacuation de cette production au niveau du poste source HTB/HTA concerné. Si tel est le cas, RTE examine alors la possibilité ou pas de résoudre ce problème par l'installation d'un dispositif d'effacement de la production levant la contrainte de transit de manière curative. Dans l'affirmative, RTE en informe le GRD qui doit lui demander en retour une PTF pour l'installation d'un automate de détection de contrainte ampèremétrique. Cet automate délivre un signal de dépassement de seuil d'intensité au GRD qui transmet alors automatiquement un ordre de découplage d'Urgence au producteur concerné ou déclenche en secours les départs HTA en injection. Le GRD a la responsabilité de gérer les impacts techniques et contractuels de la mise en place de ce dispositif d'effacement de production sur le producteur HTA concerné.

Le dispositif automatique transforme les limitations préventives en limitations curatives et permet de maximiser de facto la durée potentielle d'injection du producteur sur les réseaux HTA.

Les conditions et principes d'installation d'un automate d'effacement sont indiqués au chapitre 4 de cet article.

5 PRINCIPES DE FONCTIONNEMENT DE L'AUTOMATE D'EFFACEMENT DE PRODUCTION HTA

Comme indiqué au chapitre 3, les études menées par RTE lors de l'instruction d'une demande de raccordement de production en HTA peuvent conduire le GRD à demander la mise en place d'un dispositif d'effacement de cette production comprenant un automate de détection de contrainte ampèremétrique au niveau du poste source HTB/HTA concerné.

Dans ses études, RTE intègre le fait que, sous certaines conditions techniques et environnementales, certaines lignes HTB1 sont surchargeables, au maximum pendant 60 secondes. Quand elle est nécessaire, la mise en œuvre d'un dispositif d'effacement de production doit donc permettre aux gestionnaires de réseaux de réaliser des effacements curatifs de production HTA de manière sélective dans ce délai maximal autorisé.

Dans le fonctionnement du dispositif, l'automate de détection de contrainte ampèremétrique est initialisé à T0 par un dépassement de seuil d'intensité sur la liaison HTB1 qu'il surveille au niveau du poste source HTB/HTA. Dès l'apparition de la contrainte, il met instantanément à disposition du GRD une télésignalisation dite « signal de dépassement de seuil d'intensité » sous forme d'une boucle sèche sur un bornier à l'interface entre RPT et RPD. Afin de permettre un cycle de fonctionnement de ses protections et de son contrôle commande en cas d'éventuel défaut sur le réseau HTB1, RTE demande au GRD d'appliquer une temporisation de T0+20 secondes à compter de la réception du signal de dépassement de seuil d'intensité avant que l'Automate d'Effacement de la Production intégré dans le système de conduite du distributeur n'envoie l'ordre de « découplage urgent » à l'installation de production HTA raccordée sur son réseau. En cas de persistance de la contrainte ampèremétrique sur le réseau HTB1 au terme de la temporisation de T0+60 secondes, l'automate d'effacement de la production envoie en secours un ordre d'ouverture au disjoncteur de la ligne HTB1 en contrainte.

Chapitre 2 – Etudes et schémas de raccordement

Article 2.4 – Modalités d'installation à l'interface RPT/RPD d'un automate d'effacement sélectif de production raccordée en HTA

6 CYCLE DE VIE DE L'AUTOMATE D'EFFACEMENT DE PRODUCTION HTA

Avant la mise en service d'une installation de production HTA concernée par le dispositif décrit au chapitre 4, RTE se coordonne avec le GRD afin d'amender la convention de raccordement du poste source concerné et d'y acter l'installation d'un automate d'effacement.

RTE et le GRD amendent également la convention d'exploitation et la consigne du poste source concerné par l'installation d'un automate de détection de contrainte ampèremétrique afin de préciser les modalités d'exploitation et de suivi de ce dispositif.

RTE informe le GRD en cas d'évolution, de mise hors service ou de dépose de cet automate, et le GRD assure la gestion des conséquences techniques et contractuelles auprès du producteur HTA.



Documentation technique de référence
Chapitre 3 – Performances du réseau public de transport
Article 3.1- Plages de tension et de fréquence normales et
exceptionnelles

Version 2 applicable à compter du 24 avril 2009

6 [pages](#)

1. RAPPEL DU CADRE REGLEMENTAIRE

- Cahier des charges annexé à l'avenant, en date du 30 octobre 2008, à la convention du 27 novembre 1958 et portant concession à RTE EDF Transport SA du réseau public de transport d'électricité.
- Décret du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement au réseau public de transport d'électricité
- Décret 2003-588 du 27 juin 2003 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement au réseau public de transport d'électricité.
- Arrêté du 6 octobre 2006 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport de l'électricité d'un réseau public de distribution.
- Arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'une installation de production d'énergie électrique.
- Arrêté du 4 juillet 2003 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement direct au réseau public de transport d'une installation de consommation d'énergie électrique.

2. PERFORMANCES DU RESEAU PUBLIC DE TRANSPORT

Les engagements de RTE en matière de plages de tension et de fréquence sont précisés dans les contrats d'accès au RPT¹.

2.1 Plages de tension en régime normal

Les plages de tension en régime normal sont décrites dans l'article 2 du décret 2003-588 du 27 juin 2003 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement au réseau public de transport d'électricité, et dans l'article 5 de l'arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement d'une installation de production d'énergie électrique.

Au point de livraison d'une installation, les plages normales de variation de tension du réseau sont :

de 380 à 420 kV pour le réseau 400 kV,

de 200 à 245 kV pour le réseau 225 kV.

± 8 % de la tension contractuelle pour le réseau 90 kV, sans dépasser 100 kV.

± 8 % de la tension contractuelle pour le réseau 63, 45 et 42 kV.

La tension contractuelle étant fixée dans une plage de +/-6% de la tension nominale du réseau.

¹ http://www.rte-france.com/htm/fr/offre/offre_acces_tarif.jsp#tab

Pour la tension nominale 150 kV, la valeur efficace de la tension de fourniture peut varier de $\pm 10\%$ autour de la tension contractuelle² définie pour chaque utilisateur du RPT dans sa convention de raccordement, cette tension contractuelle étant elle-même située dans une plage de $\pm 7\%$ autour de la tension nominale, sans toutefois dépasser 170 kV (tension maximale liée au dimensionnement des matériels).

2.2 Plages de tension en régime exceptionnel

Les variations exceptionnelles de tension correspondent à des situations dégradées d'exploitation du réseau pour lesquelles les sources d'énergie réactive ne sont plus localement suffisantes pour satisfaire les besoins. De telles situations peuvent survenir à la suite, par exemple, de déclenchements d'ouvrages de transport ou de groupes de production ou d'évolution imprévue de la consommation.

Les plages de tension exceptionnelle pouvant être rencontrées sur le RPT, ainsi que leurs durées et probabilité d'occurrence, sont présentées, pour les réseaux 400, 225, 90 et 63 kV, dans l'annexe informative de l'arrêté raccordement des consommateurs du 4 juillet 2003, ainsi que dans celle de l'arrêté du 6 octobre 2006 pour le raccordement des distributeurs. Ces annexes indiquent que, hors creux de tension et transitoires rapides, des régimes de fonctionnement du réseau, à durée limitée, peuvent se produire dans des situations particulières.

Pour le réseau 400 kV, la tension au point de livraison peut atteindre les plages suivantes :

- de 360 à 380 kV pendant 5 heures, 10 fois par an,
- de 340 à 360 kV pendant 1h 30 minutes, quelques fois par an,
- de 320 à 340 kV pendant 1 heure, 1 fois par an, exceptionnellement
- de 420 à 424 kV pendant 20 minutes, plusieurs fois par an,
- de 424 à 428 kV pendant 5 minutes, quelques fois par an
- de 428 à 440 kV pendant 5 minutes, une fois tous les 10 ans.

Pour le réseau 225 kV la tension au point de livraison peut atteindre les plages suivantes :

- de 245 à 247,5 kV pendant 20 minutes, quelques fois par an,
- de 247,5 à 250 kV pendant 5 minutes, exceptionnellement,
- de 190 à 200 kV pendant 1h 30 minutes quelques fois par an, exceptionnellement,
- de 180 à 190 kV pendant une heure, 1 fois par an, exceptionnellement.

En 90 kV et 63 kV, le réseau peut fonctionner dans des plages de tensions hautes qui dépassent de l'ordre de 2 % de la tension nominale au-delà du domaine normal pendant 5 minutes et de 1 % pendant 20 minutes. Des régimes de fonctionnement exceptionnels du réseau vers les valeurs basses pendant des durées limitées (quelques dizaines de minutes par an) peuvent avoir lieu, en particulier lors du blocage des régulateurs en charge des transformateurs THT/HT, on peut observer des tensions allant jusqu'à des valeurs d'environ 50kV sur les réseaux 63kV et 72kV sur les réseaux 90kV.

De la même façon, pour le réseau 150 kV, la tension de livraison peut atteindre les plages suivantes :

² Un réseau de tension nominale U_n juxtapose généralement des zones, qui de par la structure du réseau, sont caractérisées par des tensions plutôt hautes ou plutôt basses. Ces différences dépendent de la plus ou moins grande proximité des sources de production et des charges. Pour tenir compte de ces différences spatiales, les performances du RPT pour les variations de tension ne sont généralement pas repérées par rapport à la tension nominale du réseau mais par rapport à une tension contractuelle U_c (appelée également tension d'alimentation déclarée) qui intègre ces particularités locales.

- en tensions hautes, de 170 à 171,5 kV pendant 20 minutes, quelques fois par an, et de 171,5 à 173 kV pendant 5 minutes, exceptionnellement ;
- en tensions basses, jusqu'à 120 kV pendant quelques dizaines de minutes par an.

Et en 42 ou 45 kV, le réseau peut fonctionner :

- dans des plages de tensions hautes qui dépassent le domaine normal de l'ordre de 1% de la tension nominale pendant 20 minutes, quelques fois par an, et de l'ordre de 1% de la tension nominale pendant 5 minutes, exceptionnellement ;
- en tensions basses, jusqu'à 34 kV pendant quelques dizaines de minutes par an.

Les durées et probabilités d'occurrence indiquées ci-dessus sont données à titre indicatif. Elles sont issues d'une analyse statistique basée sur les incidents antérieurs constatés et peuvent être dépassées pour des raisons non maîtrisables par RTE. A ce titre, elle ne représente pas un engagement technique de RTE en un point de livraison donné. Les utilisateurs doivent prendre les dispositions utiles afin de prémunir, si nécessaire, leurs installations vis-à-vis de telles excursions de la tension.

2.3 Plages de fréquence en régime normal

La plage de fréquence du régime normal est définie dans l'article 2 du décret 2003-588 du 27 juin 2003 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement au réseau public de transport d'électricité. Elle est fixée entre 49.5 Hz et 50.5Hz.

2.4 Plages de fréquence en régime exceptionnel

Sur les réseaux européens interconnectés par des liaisons synchrones, la fréquence est une caractéristique commune en tous les points des réseaux. Dans des circonstances exceptionnelles, le réseau alimentant l'utilisateur peut se trouver momentanément isolé par rapport au réseau européen : RTE privilégie alors le maintien de la tension, quitte à voir la fréquence varier dans une plage plus importante (52Hz/47Hz).

Des régimes de fonctionnement exceptionnels dans des plages de fréquence plus hautes ou plus basses que la plage normale peuvent ainsi se produire pour des durées limitées. Ces régimes exceptionnels sont indiqués dans l'annexe informative de l'arrêté raccordement des consommateurs du 4 juillet 2003. Ils sont décomposés en fonction de la probabilité de leur occurrence selon les plages suivantes :

-]47 Hz – 47,5 Hz] pendant une minute, exceptionnellement, une fois tous les 5 à 10 ans,
-]47,5 Hz - 49 Hz[pendant 3 minutes, exceptionnellement, une fois tous les 5 à 10 ans,
- [49 Hz - 49,5 Hz[pendant 5 heures en continu, 100 heures en durée cumulée pendant la durée de vie de l'installation,
-]50,5 Hz - 51 Hz] pendant 1 heure en continu, 15 heures en durée cumulée pendant la durée de vie de l'installation,
-]51 Hz - 52 Hz] pendant 15 minutes, une à cinq fois par an,
-]52 Hz - 55 Hz[pendant 1 minute, exceptionnellement (régime transitoire).

Les durées et probabilités d'occurrence indiquées ci-dessus sont données à titre indicatif. Elles sont issues d'une analyse statistique basée sur les incidents antérieurs constatés et peuvent être dépassées pour des raisons non maîtrisables par RTE. A ce titre, elle ne représente pas un engagement technique de RTE en un point de livraison donné. Les utilisateurs doivent

prendre les dispositions utiles afin de prémunir, si nécessaire, leurs installations vis-à-vis de telles excursions de la fréquence.

3. ENJEUX POUR LE SYSTEME ELECTRIQUE ET LES UTILISATEURS

Les risques encourus par les utilisateurs du réseau et par RTE en cas de variations importantes de fréquence et de tension sont les suivants :

- Pour l'utilisateur final, hors des plages normalisées de fréquence et de tension pour lesquelles les appareils ont été conçus pour fonctionner, ces derniers ont un fonctionnement perturbé, voire se détériorent.
- Pour les producteurs, le bon fonctionnement des groupes de production est perturbé si la tension et de la fréquence ne sont pas maintenues dans certaines plages.
- Pour les distributeurs, les variations importantes de la fréquence peuvent conduire au fonctionnement des relais de délestage fréquentométrique.
- Pour RTE, la maîtrise de la tension et de la fréquence lui permet de contrôler les risques pour les matériels et la sûreté du système. Cette maîtrise contribue en particulier à éviter l'apparition de grands incidents (une bonne partie de ces derniers ont pour origine des écroulements de la fréquence ou de la tension).

4. MOYENS MIS EN ŒUVRE POUR ATTEINDRE LES PERFORMANCES

Pour maintenir la tension dans les plages contractuelles, RTE met en œuvre un certain nombre de mesures :

- Installation de dispositifs de réglage de la tension dans les postes de transformation de RTE afin de limiter les variations de l'amplitude de la tension.
- Prescriptions pour l'installation d'un système de réglage automatique de la tension au niveau des groupes de production, basé sur des automatismes locaux et régionaux.
- Respect d'un certain nombre de règles internes d'exploitation (Cf. Mémento de la sûreté du système électrique³) au niveau de la préparation et de la conduite en temps réel du réseau.
- Installation de batteries de condensateurs HTB dans les postes de RTE et de batteries HTA dans les postes sources des distributeurs.

Pour maintenir la fréquence dans les plages contractuelles, RTE met en œuvre un certain nombre de mesures, dans le cadre des règles UCTE :

- Prescriptions pour l'installation d'un système de réglage automatique de la fréquence au niveau des groupes de production, basé sur des automatismes locaux et nationaux.
- Constitution d'un niveau de réserve tournante adéquat au niveau des installations de production pour le bon fonctionnement du réglage automatique de la fréquence.

³ http://www.rte-france.com/htm/fr/qui/qui_reseau_memento.jsp

- Respect d'un certain nombre de règles internes d'exploitation (Cf. Mémento de la sûreté du système électrique) au niveau de la préparation et de la conduite en temps réel du réseau.
- Elaboration d'un plan de délestage, en collaboration avec les distributeurs et les consommateurs de forte puissance, permettant en dernier recours de maintenir ou rétablir l'équilibre production-consommation par des actions manuelles ou automatiques de réduction sélective de la consommation (délestage préventif, délestage rapide, télédelestage de secours, délestage fréquencemérique...).

5. CONTRIBUTION AUX PERFORMANCES DES INSTALLATIONS DES UTILISATEURS OU DES GRD NOUVELLEMENT RACCORDES OU FAISANT L'OBJET DE MODIFICATIONS SUBSTANTIELLES

Ce paragraphe s'applique aux installations des utilisateurs et gestionnaires de réseaux de distribution nouvellement raccordés au RPT ou faisant l'objet de modifications suivant les conditions définies à l'article 3 de l'arrêté raccordement des consommateurs du 4 juillet 2003, à l'article 3 de l'arrêté raccordement des distributeurs du 6 octobre 2006 et à l'article 1 de l'arrêté raccordement des producteurs du 23 avril 2008 .

Les installations des utilisateurs raccordés au RPT doivent pouvoir accepter, de manière constructive, les régimes exceptionnels en fréquence et en tension qui peuvent se produire sur le réseau, tels que définis à l'article 11 de l'arrêté du 4 juillet 2003 relatif au raccordement des consommateurs au RPT et aux articles 15, 18, 19 et 20 de l'arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'électricité d'une installation de production d'énergie électrique.

Les installations de production doivent être conçues pour disposer de capacités constructives de réglages de la fréquence et de la tension. L'arrêté du 23 avril 2008 précise les plages de réglage et la dynamique exigées des installations nouvelles ou modifiées de façon substantielle. Conformément aux articles 31 et 32 du même arrêté, ces installations doivent mettre en œuvre leurs capacités de réglage dans les conditions prévues au chapitre 4 de cette Documentation.

Conformément à l'arrêté raccordement distributeurs du 6 octobre 2006, les installations des distributeurs doivent être conçues et équipées des dispositifs nécessaires pour leur permettre de participer au plan de délestage sélectif et aux moyens de maîtrise de la tension, auxquels peut recourir RTE pour sauvegarder le système électrique et éviter les écroulements de fréquence ou de tension, ainsi que les surcharges d'ouvrages en cascade.



Référentiel Technique
Chapitre 3 – Performances du RPT
Article 3.2 – Continuité et qualité de l'onde de tension

Document valide pour la période du 30 juin 2005 à ce jour

6 [pages](#)

Document valide pour la période du 30 juin 2005 à ce jour

Utilisateurs concernés : producteurs, consommateurs, distributeurs

1. RAPPEL DU CADRE REGLEMENTAIRE

- Article 4 du cahier des charges de la concession à EDF du réseau d'alimentation générale en énergie électrique (avenant du 10 avril 1995 à la convention du 27 novembre 1958).
- Article 9 du décret 2003-588 du 27 juin 2003 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement au réseau public de transport d'électricité.
- Article 10 de l'arrêté du 4 juillet 2003 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement direct au réseau public de transport d'une installation de consommation d'énergie électrique.
- Article 25 de l'arrêté du 4 juillet 2003 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'une installation de production d'énergie électrique.

2. PERFORMANCES DU RPT

Les engagements de RTE en matière de continuité et qualité de l'onde de tension sont fixés dans les contrats d'accès au RPT, selon les règles précisées dans les conditions générales de ces contrats¹.

Les perturbations susceptibles d'affecter la continuité et la qualité de l'onde de tension des installations des utilisateurs sont présentées dans le paragraphe « Continuité et qualité » des contrats d'accès au RPT. Elles sont énumérées ci-après² :

2.1. Interruptions

2.1.1. Interruptions fortuites (coupures)

Il y a coupure lorsque les valeurs efficaces de ≥ 3 tensions composées sont simultanément inférieures à 10% de la tension contractuelle U_c ³.

2.1.2. Interruptions pour le développement, l'exploitation et l'entretien des ouvrages

Lorsque les contraintes techniques l'imposent, des interruptions de service peuvent être nécessaires en vue d'assurer le développement, l'exploitation ou l'entretien du réseau, ainsi que les réparations urgentes que requiert le matériel.

NB : ces interruptions qui ne sont pas à proprement parler des perturbations sont citées ici pour mémoire.

¹ http://www.rte-france.com/htm/fr/offre/offre_acces_tarif.jsp#tab

² Les plages de variation de l'amplitude de tension et de fréquence sont présentées dans l'article 3.1

³ Tension contractuelle, également appelée tension d'alimentation déclarée (U_c) : référence des engagements de RTE en matière de tension. Sa valeur, fixée dans les Conditions Particulières du contrat d'accès au RPT, peut différer de la Tension Nominale du réseau.

Document valide pour la période du 30 juin 2005 à ce jour

2.2. Fluctuations rapides de tension

Le terme « fluctuation rapide de tension » couvre tous les phénomènes où la tension présente des évolutions qui ont une amplitude modérée (généralement moins de 10 %), mais qui peuvent se produire plusieurs fois par seconde.

2.3. Déséquilibres de la tension

RTE fournit à l'utilisateur un ensemble de 3 tensions sinusoïdales appelé système triphasé. Ces 3 tensions ont théoriquement la même valeur efficace et sont également décalées dans le temps. Un écart par rapport à cette situation théorique est caractéristique d'un système déséquilibré.

2.4. Creux de tension

Les creux de tension sont définis comme une diminution brusque de la tension de fourniture (U_f)⁴ à une valeur située entre 90 % et 1 % de la tension contractuelle (U_c) suivie du rétablissement de la tension après un court laps de temps. Un creux de tension peut durer de 10 ms à 3 minutes.

Les creux de tension sont caractérisés par leur profondeur et leur durée.

2.5. Harmoniques

RTE fournit des tensions sinusoïdales à 50 Hz que certains équipements perturbateurs peuvent déformer. Une tension déformée est la superposition d'une sinusoïde à 50 Hz et d'autres sinusoïdes à des fréquences multiples entières de 50 Hz, que l'on appelle harmoniques. On dit que la sinusoïde de fréquence 100 Hz est de rang 2, celle de fréquence 150 Hz de rang 3.

2.6. Surtensions impulsionnelles

Le RPT peut être le siège de surtensions impulsionnelles par rapport à la terre, dues notamment à des coups de foudre ou des manœuvres d'appareils. Des valeurs de surtensions phase-terre jusqu'à 2 à 3 fois la tension contractuelle (U_c) se rencontrent usuellement.

Compte tenu de la nature physique des phénomènes ci-dessus (dans la gamme de quelques kHz à quelques MHz), RTE n'est pas en mesure de garantir des niveaux qui ne seraient pas dépassés chez l'utilisateur qui doit, en conséquence, prendre toutes les mesures lui permettant de se protéger.

⁴ Tension de fourniture (U_f) : valeur de tension que RTE délivre au point de livraison de l'utilisateur à un instant donné.

Document valide pour la période du 30 juin 2005 à ce jour

3. ENJEUX POUR LE SYSTEME ET LES UTILISATEURS – MOYENS MIS EN ŒUVRE

3.1. Interruptions

3.1.1. Fortuites

Le réseau électrique, géographiquement étendu et en forte relation avec l'environnement, doit faire face à des agressions du milieu extérieur, d'origine climatique (foudre, tempêtes, neige collante...) ou autre (agression mécanique des câbles souterrains, contacts avec la végétation, accidents...), ou à des défaillances de ses composants (pannes matérielles...). La plupart se traduisent par des courts-circuits qui doivent être éliminés par la mise hors tension des ouvrages concernés.

Selon la configuration du réseau, l'élimination d'un court-circuit est donc susceptible d'entraîner une interruption fortuite de l'alimentation d'un point de livraison. Et en fonction de sa durée et de la conception de l'installation raccordée, cette interruption fortuite provoque généralement la coupure des installations situées en aval de ce point de livraison et peut entraîner des dommages. Il convient donc de mettre en œuvre des moyens visant à limiter le nombre et la durée de ces coupures.

Le mode de raccordement et le schéma d'exploitation du réseau sont des éléments essentiels pour limiter les coupures affectant les installations raccordées : un schéma d'exploitation bouclé, qui permet la mise hors tension d'un ouvrage du réseau sans coupure des installations raccordées, est largement plus favorable qu'un raccordement en antenne ou en piquage.

Une bonne partie des courts-circuits (essentiellement sur réseau aérien) sont fugitifs et la mise hors tension de l'ouvrage concerné suffit à supprimer la cause du défaut. Le réseau est donc équipé d'automates de réenclenchement permettant de remettre rapidement l'ouvrage sous tension et donc de limiter la durée de la coupure. Ainsi est-il possible d'éviter une coupure longue en limitant la perturbation à une coupure brève, voire très brève.

En cas d'échec de ces automates de réenclenchement ou en leur absence, le basculement (automatique ou manuel) sur une autre alimentation ou la reconfiguration du réseau, lorsque cela est possible, permettent de limiter la durée de la coupure. En dernier recours, la réparation de l'ouvrage défaillant permet de mettre fin à la coupure.

3.1.2. Programmées

Afin de préserver ou d'améliorer les performances du réseau et notamment la qualité d'alimentation des utilisateurs, RTE doit procéder à des opérations de développement, d'exploitation ou d'entretien du réseau, qui nécessitent généralement la mise hors tension d'ouvrages. En fonction de la configuration du réseau, ces opérations peuvent donc entraîner des interruptions programmées de l'alimentation de l'installation raccordée.

Le mode de raccordement est un élément essentiel pour limiter la gêne occasionnée par ces opérations affectant les installations raccordées : un raccordement avec plusieurs alimentations est bien sûr plus favorable qu'un raccordement en antenne ou en simple piquage.

L'anticipation (à un horizon annuel voire pluriannuel) de la programmation de ces interruptions permet de prendre en compte les besoins de l'utilisateur, de manière à minimiser la gêne occasionnée.

Document valide pour la période du 30 juin 2005 à ce jour

3.2. Fluctuations rapides de tension

Le « flicker » (papillotement de la lumière) est généralement provoqué par des charges fluctuantes à cadence fixe (machines à souder par points par exemple) ou erratique (cas des fours à arc notamment).

Le phénomène d'« à-coup de tension » est causé essentiellement par des variations de la charge du réseau ou de manœuvres en réseau (exemple : chute de tension produite par l'enclenchement d'une charge).

L'amplitude de ces phénomènes est liée à la puissance et à la localisation des charges perturbatrices et à la puissance de court-circuit du réseau. Le bouclage des réseaux, favorable à l'obtention d'une puissance de court-circuit élevée, permet de limiter l'amplitude de ces phénomènes. A contrario, le débouclage des réseaux peut permettre d'isoler une charge perturbatrice et donc de limiter le nombre de perturbations affectant d'autres installations.

3.3. Déséquilibres de la tension

Des charges dissymétriques raccordées sur le réseau sont à l'origine des déséquilibres. Si le système triphasé au point de livraison d'une installation est déséquilibré, le fonctionnement d'un appareil triphasé peut être perturbé. Le système de courants qui le traversent, est lui-même déséquilibré, ce qui peut provoquer des échauffements et, dans le cas des machines tournantes, une diminution de leur couple.

L'amplitude de ces phénomènes est liée à la puissance et à la localisation des charges perturbatrices et à la puissance de court-circuit du réseau. Le bouclage des réseaux, favorable à l'obtention d'une puissance de court-circuit élevée, permet de limiter l'amplitude de ces phénomènes. A contrario, le débouclage des réseaux peut permettre d'isoler une charge perturbatrice et donc de limiter le nombre de perturbations affectant d'autres installations.

3.4. Creux de tension

Les creux de tension ont principalement pour origine les courts-circuits affectant le réseau électrique ou les installations raccordées. Pendant la durée du court-circuit, la tension sur le réseau proche est affectée de façon plus ou moins importante en amplitude en fonction de la proximité par rapport au défaut.

La durée du creux de tension est liée au temps d'élimination de ce court-circuit par les systèmes de protection du réseau ou des installations raccordées.

L'amplitude des creux de tension est liée à la nature du défaut et à la puissance de court-circuit du réseau. Le bouclage des réseaux, favorable à l'obtention d'une puissance de court-circuit élevée, permet de limiter l'amplitude de ces phénomènes. A contrario, le débouclage des réseaux permet de limiter la zone de réseaux subissant un creux de tension lors d'un défaut, et par voie de conséquence de limiter le nombre de creux de tension subis en un point du réseau.

Document valide pour la période du 30 juin 2005 à ce jour

3.5. Harmoniques

Certaines charges raccordées au réseau ne consomment pas un courant proportionnel à la tension de fourniture. Ce courant contient des courants harmoniques qui provoquent sur le réseau des tensions harmoniques. La présence de tensions harmoniques sur le réseau génère des courants harmoniques dans les équipements électriques, ce qui provoque des échauffements. Dans le cas des condensateurs, l'effet est accentué par le fait que ces composants présentent une impédance décroissante avec la fréquence. Tous les procédés comportant de l'électronique, quelle que soit leur puissance, produisent des courants harmoniques : c'est en particulier le cas des variateurs de courant et plus généralement des matériels faisant appel à de l'électronique de puissance (ex : conversion courant alternatif/continu).

L'amplitude de ces phénomènes est liée à la puissance et à la localisation des charges perturbatrices et à la puissance de court-circuit du réseau. Le bouclage des réseaux, favorable à l'obtention d'une puissance de court-circuit élevée, permet de limiter l'amplitude de ces phénomènes. A contrario, le débouclage des réseaux peut permettre d'isoler une charge perturbatrice et donc de limiter le nombre de perturbations affectant d'autres installations.

3.6. Surtensions impulsionnelles

En plus des surtensions à 50 Hz, le RPT peut être le siège de surtensions impulsionnelles par rapport à la terre, dues notamment à des coups de foudre. Des surtensions impulsionnelles dues à des manœuvres d'appareils peuvent également se produire sur le RPT ou sur les réseaux des utilisateurs.

Ces surtensions peuvent provoquer des dysfonctionnements dans les installations des utilisateurs, voire des dommages matériels.

La protection contre les surtensions d'origine atmosphérique nécessite soit l'emploi de dispositifs de protection (parafoudres notamment), soit l'adoption de dispositions constructives appropriées (distances d'isolement par exemple).

4. CONTRIBUTION DES UTILISATEURS AUX PERFORMANCES DU RPT

Les utilisateurs du réseau de transport contribuent à la continuité et à la qualité de la tension.

Les performances du système de protection de leur installation (cf. article 4.6), par une élimination sélective et rapide des courts-circuits, permettent d'éviter des coupures et de limiter les creux de tension sur le réseau.

La limitation des perturbations produites par leur installation, en matière de fluctuations rapides de tension (à-coup de tension, flicker), de déséquilibre et d'harmoniques, permet de limiter les perturbations de même nature sur le réseau. Les valeurs limites des perturbations produites par les installations de production et de consommation sont précisées dans les arrêtés du 4 juillet 2003 (respectivement dans l'article 25, pour les installations de production et dans l'article 10 pour les installations de consommation). Celles des réseaux de distribution sont données dans le projet d'arrêté pour le raccordement des réseaux de distribution au RPT.

Par ailleurs, les utilisateurs peuvent limiter les conséquences de certaines perturbations affectant le réseau en dotant leur installation d'équipements de désensibilisation appropriés.



Documentation technique de référence
Chapitre 3 – Performances du RPT
Article 3.3 – Capacité d'accueil

Version 2 applicable à compter du 24 avril 2009

6 [pages](#)

1. RAPPEL DU CADRE REGLEMENTAIRE

- Cahier des charges annexé à l'avenant, en date du 30 octobre 2008, à la convention du 27 novembre 1958 et portant concession à RTE EDF Transport SA du réseau public de transport d'électricité.
- Article 3 à 7 du Décret 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement pour le raccordement d'installations de production aux réseaux publics d'électricité.
- Articles 4, 5 et 6 du Décret 2003-588 du 27 juin 2003 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement au réseau public de transport d'électricité.
- Article 3 à 7 de l'Arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'une installation de production d'énergie électrique.
- Arrêté du 6 octobre 2006 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport de l'électricité d'un réseau public de distribution.
- Article 4 de l'Arrêté du 4 juillet 2003 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement direct au réseau public de transport d'une installation de consommation d'énergie électrique.

2. PERFORMANCES DU RPT

Même s'il n'est pas envisageable de dimensionner le RPT pour répondre par avance à des besoins non identifiés, sauf à engager des investissements très coûteux non utilisés, et accroître ainsi les coûts du transport, le réseau existant possède généralement des capacités excédentaires qui permettent de raccorder un nouvel utilisateur sans renforcement de réseau.

En effet, les ouvrages existants ont été dimensionnés non pas pour couvrir au plus juste les besoins mais en fonction de paliers techniques, ce qui permet globalement de minimiser les coûts, l'impact environnemental et le nombre des ouvrages de transport. A niveau de tension donné, ces paliers techniques sont essentiellement caractérisés par la tenue aux intensités admissibles dans les ouvrages et la tenue aux intensités maximales de courant de court-circuit. Les ouvrages réalisés selon ces paliers techniques dégagent donc des marges qui permettent une certaine « capacité d'accueil » pour de nouvelles installations.

Cette capacité d'accueil est attribuée aux nouveaux utilisateurs selon la règle du « premier arrivé – premier servi ». Lorsqu'elle est insuffisante pour satisfaire une demande de raccordement, un renforcement ou/et une extension du réseau devient nécessaire.

Afin d'éviter que le choix du point de raccordement ne soit à l'origine de traitements discriminatoires, les textes réglementaires visés en 1 ont défini des domaines de tension de raccordement de référence, fonction de la puissance des installations. Ils ont prescrit en outre que le raccordement d'une nouvelle installation doit se faire normalement sur un poste du

RPT¹ appartenant à sa tension de raccordement de référence et permettant son insertion dans le respect des prescriptions réglementaires relatives à la sécurité et à la sûreté de fonctionnement du RPT. La solution de meilleur coût satisfaisant à ces conditions est généralement recherché par RTE.

Sauf accord entre les parties, le point de raccordement d'un consommateur ou d'un distributeur ne peut être plus distant de l'installation du demandeur qu'une liaison réalisable au poste RPT le plus proche disposant d'une transformation HTB/HTB vers un domaine de tension supérieure à celui de raccordement de référence.

La réglementation a donc imposé implicitement un accueil minimale sur le RPT qui engage RTE à proposer au demandeur un point d'accès qui soit à sa tension de raccordement de référence. Sauf demande particulière, le positionnement de ce point sera défini de manière à minimiser le coût du raccordement pour l'utilisateur.

Néanmoins, lorsque la capacité d'accueil existante le permet, des raccordements à une tension inférieure à celle du raccordement de référence peuvent être proposés par RTE à l'issue de l'étude de raccordement. Ces raccordements sont subordonnés à l'accord des deux parties. Dans le cas des producteurs, ils sont bornés par les puissances maximales indiquées dans le tableau ci-dessous.

Les raccordements en piquage sur une ligne existante, sans création de poste, relèvent de conditions particulières définies dans le chapitre 2.2.

De même, lorsque la capacité d'accueil ne permet pas de raccorder au domaine de tension de raccordement de référence, avec l'accord des deux parties, le raccordement peut se faire à un domaine supérieur s'il s'avère que la proximité d'ouvrages du RPT appartenant à ce domaine minimise les coûts d'extensions et/ou de renforcements nécessaires.

Domaines de tension de raccordement de référence d'un consommateur ou d'un distributeur :

Domaine de tension de raccordement de référence	Puissance de raccordement dans le cas normal pour le soutirage de l'utilisateur, inférieure à la plus petite des deux valeurs (en MW)	
HTA	40	100 / <i>d</i>
HTB1 (63 kV et 90 kV)	100	1 000 / <i>d</i>
HTB2 (150 kV et 225 kV)	400	10 000 / <i>d</i>
HTB3 (400 kV)	> 400	
où <i>d</i> est la distance en kilomètres comptée sur un parcours de réseau réalisable techniquement et administrativement, entre le point de livraison et le point de transformation vers la tension supérieure le plus proche du réseau public de transport.		

¹ Poste existant, ou poste à créer en cas de raccordement en coupure.

Domaines de tension de raccordement de référence d'un producteur :

Domaine de tension de raccordement de référence	Cas normal $P_{\max}$ (en MW)	Cas dérogatoire $P_{\max}$ (en MW)
HTB1 (63 kV et 90 kV)	≤ 50	≤ 100
HTB2 (150 kV et 225 kV)	≤ 250	≤ 600
HTB3 (400 kV)	> 250	Pas de limites

3. ENJEUX POUR LE SYSTEME ET LES UTILISATEURS

Les capacités d'accueil sur le réseau constituent des données éminemment évolutives : toute modification du RPT ou des installations existantes, tout nouveau raccordement en modifient les valeurs et rendent caducs les résultats qui auraient pu être annoncés.

C'est pourquoi, dans tous les cas de demande de renseignement ou de demande de PTF, RTE répond à l'utilisateur par une étude au cas par cas (cf. article 2.1). L'étude est menée en fonction des caractéristiques de l'installation fournies et de la capacité du réseau existant ; elle précise les possibilités d'accueil de la nouvelle installation par le réseau existant, le point de raccordement et les éventuelles restrictions d'utilisation si des renforcements sont nécessaires.

Néanmoins, pour permettre aux producteurs une première évaluation succincte de la rentabilité de leur projet, RTE publie périodiquement sur son site Web², à titre uniquement indicatif, certaines capacités d'accueil offertes par le Réseau Public de Transport.

3.1 Intensités maximales

Pour les installations de production, les capacités d'accueil qui respectent les intensités maximales de transit du réseau existant (par poste et par zone) sont périodiquement publiées sur le site Web de RTE. En effet, cette information peut se révéler particulièrement importante pour les producteurs en raison de la présence d'un grand nombre de projets en concurrence sur une zone donnée, et de l'adaptabilité de ces projets en fonction des contraintes locales (capacité, mode de fonctionnement). Cette publication permet de garantir à chacun un même niveau d'information.

A noter toutefois que cette information ne constitue pas une garantie de capacité d'accueil, les valeurs affichées étant susceptibles de fortes évolutions entre deux publications. Seule l'entrée en file d'attente d'un projet (cf. chapitre 1) garantit une réservation de la capacité d'accueil.

En revanche, pour les installations de consommation dont les demandes de raccordement sont ponctuelles, peu nombreuses, très rarement en concurrence les unes avec les autres et généralement peu adaptables aux contraintes du réseau, une publication périodique de la capacité d'accueil sur tout le réseau présenterait très peu d'intérêt. Elle n'est donc pas publiée par RTE.

² http://www.rte-france.com/htm/fr/offre/offre_raccord_prod_capacite.jsp#

3.2 Puissance de court-circuit maximale

Même si tout est mis en œuvre pour éviter les défauts, ceux-ci font partie des événements incontournables du fonctionnement des réseaux. Il convient donc d'en maîtriser les conséquences au travers d'un dimensionnement correct des installations aux courants de courts-circuits maximum (protections comprises), afin d'assurer en toute circonstance la sûreté du système ainsi que la sécurité des personnes et des biens.

Pour chaque niveau de tension, les nouveaux ouvrages sont construits suivant les paliers de tenue aux courants de courts-circuits présentés ci-dessous :

Niveau de tension	Valeurs efficaces maximales de la composante alternative du courant de court circuit en kA (I'_k ou I''_k selon CEI 909)
400 kV	40 kA ou 63 kA
225 kV	31,5 kA
63 kV et 90 kV	20 kA ou 31,5 kA

Au-delà des études menées par RTE au cas par cas pour les installations de production, afin d'examiner si le réseau existant a la capacité d'accueil suffisante en terme de puissance de court-circuit maximum, il est important que les intensités de courts-circuits maximales soient prises en compte par l'utilisateur pour le dimensionnement de ses propres installations. Dans ce but, RTE lui communique la valeur du palier du poste RPT auquel son installation sera raccordée. Cette valeur figure dans la PTF. Ainsi, en limite de propriété de ses installations, le courant de court-circuit apporté par le RPT ne dépassera pas cette valeur palier.

En assurant un dimensionnement de ses installations compatibles avec ces intensités maximales, l'utilisateur se prémunit d'une part de la destruction de tout ou partie de ses installations sur défaut, et d'autre part évite d'entraîner des perturbations supplémentaires vis-à-vis des autres utilisateurs du réseau tout en assurant la sécurité des personnes.

Si, pour des raisons d'investissements, l'utilisateur souhaite toutefois dimensionner ses installations à une valeur inférieure à celle du palier correspondant transmise par RTE, celle-ci devra respecter a minima celle apportée par le réseau, communiquée par RTE à sa demande. En cas d'augmentation de la valeur apportée par le réseau, l'utilisateur sera alors tenu de mettre en conformité ses installations.

3.3 Puissance de court-circuit minimale

La connaissance de la puissance de court-circuit minimale (S_{cc}) en un poste est utile pour le calibrage des dispositifs de protection ou pour vérifier le respect des niveaux autorisés par les installations pouvant émettre des perturbations (creux de tension, déséquilibre, flicker, harmoniques...).

Dans la majorité des cas, RTE est en mesure de proposer à l'utilisateur souhaitant se raccorder sur le réseau public de transport une puissance de court-circuit minimale qui satisfait ses besoins. Cependant, il existe certaines zones où la puissance de court-circuit minimale n'est pas suffisante en raison de la faible densité du réseau local et de l'éloignement des moyens de production. Dans ces zones, un renforcement de la structure de ce réseau pour augmenter la

Scc passerait par la construction de nouvelles liaisons et/ou transformateurs, ce qui constituerait un moyen très lourd et des coûts très importants à l'échelle des besoins.

Par conséquent lorsque la puissance de court-circuit du RPT est inférieure aux valeurs de référence décrites ci-après, les limites de perturbations de la tension tolérées sont multipliées par le rapport entre ces valeurs de référence et la puissance de court-circuit effectivement fournie.

Le tableau ci-dessous indique la valeur de la puissance de court-circuit minimale de référence en fonction du niveau de tension de raccordement.

Tension de raccordement	Puissance de court-circuit minimale de référence (MVA)
HTB 1 (63 et 90 kV)	400
HTB2 (150 et 225 kV)	1 500
HTB3 (400 kV)	7 000

Il est également possible de proposer à un utilisateur qui souhaite disposer d'une forte puissance de court-circuit, de le raccorder à un niveau de tension plus élevé que celui auquel il aurait été raccordé s'il n'avait pas de besoin spécifique.

Comme pour les autres données concernant la capacité d'accueil, la valeur de la puissance de court-circuit minimale apportée par le RPT peut être fournie aux utilisateurs qui le souhaitent dès les premières phases d'instruction de leur demande de raccordement.



Référentiel Technique
Chapitre 3 – Performances du RPT
Article 3.4 – Sûreté du système électrique – Maîtrise des incidents –
Plans de sauvegarde et de défense

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

13 [pages](#)

1. RAPPEL DES EXIGENCES LEGISLATIVES ET REGLEMENTAIRES

- Arrêté du 5 juillet 1990 fixant les consignes générales de délestage sur les réseaux électriques.
- Arrêté du 4 janvier 2005 modifiant l'arrêté du 5 juillet 1990 fixant les consignes générales de délestage sur les réseaux électriques.
- Article 15 -II de la loi n° 2000 -108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité modifiée par la loi n° 2003 -8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie.
- Articles 7, 10, 13 et 15 du décret 2003 -588 du 27 juin 2003 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement au réseau public de transport d'électricité.
- Articles 14, 15, 16, 17, 18, 19, 24 et 26 de l'arrêté du 4 juillet 2003 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'une installation de production d'énergie électrique.
- Articles 11, 12, 13, 17 et 20 de l'arrêté du 4 juillet 2003 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement direct au réseau public de transport d'une installation de consommation d'énergie électrique.
- Arrêté (en projet) relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'un réseau public de distribution.

2. PERFORMANCES DU RPT

Avertissement : les dispositions prises par RTE pour maîtriser la sûreté du système électrique sont détaillées dans le **MEMENTO DE LA SURETE DU SYSTEME ELECTRIQUE** disponible sur le site internet de RTE¹. Dans le texte qui suit ne figurent que les principes généraux correspondants.

2.1. La sûreté de fonctionnement du système électrique

La maîtrise de la sûreté du système électrique se définit comme l'aptitude à :

- assurer le fonctionnement normal du Système ;
- limiter le nombre des incidents et éviter les grands incidents ;
- limiter les conséquences des grands incidents lorsqu'ils se produisent.

Le système électrique est considéré en situation normale d'exploitation lorsque sont respectées :

¹ http://www.rte-france.com/htm/fr/qui/qui_reseau_memento.jsp
ou http://www.rte-france.com/htm/fr/vie/vie_publi_annu_memento.jsp

Article 3.4 – Sûreté du système électrique – Maîtrise des incidents – Plans de sauvegarde et de

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

- les plages normales définies pour les grandeurs électriques caractéristiques du fonctionnement du Système : tension, fréquence, intensité dans les ouvrages de transport, puissance de court-circuit,
- l'ensemble des règles qui définissent les critères de sûreté à appliquer et les marges à prendre dans le contexte concerné (exploitation du Système, développement du réseau, bilan prévisionnel production -consommation) : règles relatives aux risques de pertes d'ouvrages (règle dite du "N -k"), au réglage de la tension, au réglage de la fréquence et des échanges, à la stabilité...

A contrario, le Système est considéré en situation exceptionnelle d'exploitation dès lors qu'il s'écarte du fonctionnement normal et que sa sûreté est mise en cause ou risque de l'être avec une probabilité jugée trop forte.

2.2. La défense en profondeur du système électrique

La sûreté du Système repose sur la mise en œuvre de dispositions de natures diverses adaptées à la dynamique des principaux phénomènes de dégradation susceptibles d'affecter son bon fonctionnement. Ces phénomènes, qui peuvent ou non être simultanés, sont :

- les déclenchements en cascade des ouvrages de transport,
- les écroulements de tension,
- les écroulements de fréquence,
- les ruptures de synchronisme des groupes de production.

Les dispositions prises par RTE en situation normale d'exploitation et en situation exceptionnelle visent à éviter l'émergence de ces phénomènes et à en maîtriser l'évolution lorsqu'ils se produisent.

3. ENJEUX POUR LE SYSTEME ELECTRIQUE ET LES UTILISATEURS

Dans le nouveau contexte institutionnel, marqué par l'émergence de nombreux acteurs nouveaux, de nouvelles formes de marché et de nouveaux mécanismes, la maîtrise de la sûreté de fonctionnement du système électrique constitue pour RTE un enjeu majeur.

Le système électrique est un ensemble complexe et très maillé, constitué de multiples composants en interaction permanente. L'histoire montre que les grands incidents survenus dans le monde impliquent le plus souvent les gestionnaires de réseau de transport, mais aussi les autres acteurs (producteurs, distributeurs et consommateurs, voire partenaires étrangers). La sûreté du Système est un bien commun : l'occurrence d'un incident généralisé sur tout ou partie du réseau interconnecté nuit à l'intérêt de toutes les parties et la contribution de chacune d'elles à la sûreté est donc essentielle.

Dans cette perspective, RTE contractualise avec tous les utilisateurs du réseau leurs performances vis-à-vis de la sûreté et contrôle celles-ci.

4. MOYENS MIS EN ŒUVRE POUR ATTEINDRE LES PERFORMANCES

4.1. La maîtrise de la sûreté du Système en régime de fonctionnement normal

Pour maîtriser la sûreté du Système en régime normal, RTE doit s'assurer, aux différentes échelles de temps, que :

- le Système peut supporter les pertes de certains ouvrages consécutives à des défaillances et/ou à des aléas jugés probables et pris en compte dans le dimensionnement du Système ;
- les plages de fonctionnement normal du système sont respectées ;
- les limites de stabilité du système électrique ne risquent pas d'être dépassées.

Pour être en mesure de vérifier qu'à tout instant ces règles d'exploitation sont respectées, RTE doit disposer de toutes les informations qui lui sont nécessaires pour caractériser l'état du Système aux différentes échelles de temps et maîtriser son évolution (réserves de puissance active et réactive, niveaux de tension, valeurs des transits, marge de stabilité, ...). Plus particulièrement, RTE doit :

- connaître les performances des installations des utilisateurs, précisées dans les conventions de raccordement et d'exploitation,
- être informé par les utilisateurs des modifications temporaires de ces performances, dès qu'elles sont connues.

La liste de ces informations et la liste des informations transmises aux utilisateurs du réseau par RTE sont précisées dans l'article 4.7.

Les opérateurs de conduite de RTE fondent leur action sur l'analyse de l'évolution des grandeurs caractéristiques du fonctionnement du système (tension, fréquence, transit, ...) ainsi que sur un certain nombre d'informations complémentaires (position des appareils de coupure, performances des installations...). A cette fin, les utilisateurs du réseau doivent tenir en permanence, à disposition de RTE, l'ensemble des informations dont ils ont la charge et l'avertir de toute indisponibilité de ces informations ou de toute modification des performances de leurs installations.

RTE garde trace de toutes les informations reçues et diffusées, relatives à la conduite du système ainsi que de toutes les décisions prises à moyen terme, court terme et temps réel. Ces informations sont confidentielles. Elles sont accessibles aux utilisateurs du réseau pour la partie qui les concerne et à la CRE pour l'ensemble. Elles sont archivées pour une durée de 3 ans par RTE.

4.2. La maîtrise de la sûreté du Système en régime de fonctionnement exceptionnel

Malgré toutes les précautions prises au stade de la préparation et en temps réel, une conjonction défavorable d'événements peut toujours conduire à des incidents graves, voire à des effondrements de tout ou partie du réseau. Ceci implique que RTE dispose de procédures préétablies pour gérer les situations exceptionnelles et, en particulier, qu'il soit en mesure de faire appel à des moyens appropriés pour prévenir et/ou contrecarrer les événements les plus graves.

Ces procédures s'appliquent quand la sûreté de fonctionnement du système électrique est mise en cause ou risque de l'être avec une probabilité jugée trop forte (risque avéré ou potentiel de

Article 3.4 – Sûreté du système électrique – Maîtrise des incidents – Plans de sauvegarde et de

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

déclenchements en cascade d'ouvrages, d'effondrements par pertes de synchronisme, ou d'instabilités en tension ou en fréquence du système électrique).

Les analyses des grands incidents mettent généralement en évidence qu'ils relèvent d'aléas et de défaillances multiples qui impliquent différents utilisateurs du réseau ; c'est pourquoi ces procédures s'appliquent sans distinction à tous les acteurs raccordés au RPT.

La mise en œuvre de ces procédures respecte les prescriptions énumérées ci-après :

- Arrêté du 5 juillet 1990 fixant les consignes générales de délestage sur les réseaux électriques,
- Document des DRIRE fixant la liste des consommateurs prioritaires et, pour chacun d'eux, la puissance minimale dont il doit pouvoir disposer au regard de la sécurité des personnes et des biens.

4.2.1. Plan de sauvegarde

4.2.1.1. Principes généraux

Le plan de sauvegarde regroupe l'ensemble des actions **manuelles**² mises en œuvre par les centres de conduite de RTE (dispatchings national et régionaux), destinées à alerter les acteurs du RPT et/ou à leur ordonner d'agir immédiatement sur leurs installations. Pour la plupart, ces actions font l'objet d'ordres de sauvegarde émis par les centres de conduite de RTE vers les acteurs du RPT ; quelques-unes (télédelestage, par exemple) peuvent être réalisées directement par les dispatchings.

L'activation du plan de sauvegarde est rare et, quand elle est nécessaire, elle correspond souvent à une situation complexe et évolutive du Système : ceci impose d'avoir formalisé à l'avance les éléments nécessaires au succès du plan, notamment le libellé des ordres de sauvegarde et le comportement prédéfini qu'il faut avoir à leur réception.

La conduite à tenir sur réception d'un ordre de sauvegarde est contractualisée dans la convention d'exploitation négociée entre RTE et chaque acteur, compte tenu des besoins du premier et des possibilités de l'installation du second, telles qu'elles sont consignées dans la convention de raccordement.

L'exécution des ordres de sauvegarde peut avoir pour conséquence de solliciter les performances de régime exceptionnel des groupes de production et de réduire momentanément la qualité de fourniture des consommateurs, voire d'en mettre certains hors tension.

RTE peut également faire appel aux "moyens d'ajustement à usage restrictif" qui lui ont été proposés par les acteurs d'ajustement.

En situation exceptionnelle, les règles qui sont en application en situation normale peuvent être suspendues et/ou complétées par l'émission d'ordres de sauvegarde par RTE, en particulier celles visant à rechercher un optimum économique pour RTE et/ou les utilisateurs du RPT.

² non réalisées par des automates

Article 3.4 – Sécurité du système électrique – Maîtrise des incidents – Plans de sauvegarde et de

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

4.2.1.2. Mise en œuvre

Les dispatchings de RTE mettent en œuvre les actions de sauvegarde lorsque l'état du système électrique sort des limites du régime normal de fonctionnement.

L'appréciation, en temps réel, du caractère *normal* ou *exceptionnel* de la situation d'exploitation du système électrique est de la responsabilité de RTE qui s'appuie à la fois sur :

- la surveillance de l'état du système électrique à travers la réception et le traitement de plusieurs milliers de téléinformations³ (courants, tensions, alarmes liées à des franchissements de seuils acceptables par des matériels du réseau, déclenchements d'ouvrages du réseau, de groupes de production, ...),
- la surveillance du franchissement éventuel de seuils (tensions en certains postes, transits de puissance sur certains axes, ...) définis par des études prévisionnelles comme représentatifs de l'atteinte d'une situation à risque,
- la réalisation, cyclique ou sur initiative des opérateurs, d'analyses de sécurité, sur des données temps réel, permettant de détecter le non respect des règles de sécurité et la gravité des conséquences associées

Les ordres de sauvegarde sont adressés de façon ciblée, d'une part aux Unités de RTE, d'autre part aux utilisateurs du RPT, dont l'action est nécessaire pour parer la situation rencontrée. La réception d'un ordre de sauvegarde implique de la part du destinataire l'engagement immédiat des actions prévues relativement à cet ordre, dans la mesure où celles-ci ne contreviennent pas aux obligations de sécurité vis-à-vis des personnes et des biens.

Un utilisateur peut recevoir, selon la situation, un ou plusieurs des ordres de sauvegarde suivants (liste non exhaustive et susceptible d'évoluer suite au retour d'expérience mené régulièrement sur les grands incidents affectant les systèmes électriques en France et à l'étranger) :

- Alerte situation critique (« Ordre S »),
- Alerte à la tension,
- Passage rapide à P_{cmax} ,
- Surcharge active,
- Surcharge réactive,
- Baisse ou montée d'urgence en actif,
- Blocage des régleurs en charge des transformateurs HTB / HTA,
- Baisse de 5 % de la consigne de tension HTA,
- Délestage ou reletage rapide 1^{er} et 2^{ème} échelon,
- Télédélestage de secours...

Pour transmettre les ordres de sauvegarde, les centres de conduite de RTE utilisent prioritairement, lorsqu'il est disponible, le système de transmission des ordres de sauvegarde vers les acteurs raccordés à ce système (cf. Chapitre 4.7). Les destinataires acquittent la

³ ces informations sont mémorisées automatiquement, ce qui permet a posteriori de retrouver et d'analyser si besoin une situation particulière

Article 3.4 – Sûreté du système électrique – Maîtrise des incidents – Plans de sauvegarde et de

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

réception des ordres et exécutent ceux-ci, sans confirmation orale, selon les modalités prédéfinies ; s'ils sont dans l'impossibilité d'appliquer les ordres reçus, ils informent immédiatement l'émetteur.

En cas d'indisponibilité du système de transmission ou pour les utilisateurs du RPT qui n'y sont pas raccordés, les dispatchings utilisent les moyens téléphoniques. Le message téléphonique fait alors l'objet d'une communication répétée et enregistrée.

La convention d'exploitation / conduite précise, pour un utilisateur concerné, les ordres utilisables (libellés et comportements attendus, moyens de transmission utilisés normalement ou en secours).

Dans le cas où des délestages ont été effectués et que le déséquilibre production/consommation se prolonge au-delà de 2 heures, RTE met en œuvre, en collaboration avec les distributeurs, des délestages tournants selon le plan de délestage en vigueur de manière à répartir la gêne entre les utilisateurs du réseau.

4.2.2. Plan de défense

4.2.2.1. Principes généraux

Le plan de défense regroupe l'ensemble des actions **automatiques** mises en œuvre pour lutter contre les processus d'effondrement grave, à déroulement très rapide, susceptibles de survenir sur le système électrique.

Le plan de défense constitue la barrière ultime opposée aux incidents majeurs, pour en limiter l'occurrence et l'ampleur. Il intervient quand les actions et mesures prises plus en amont (actions "normales" des opérateurs, et/ou activation du plan de sauvegarde) se trouvent mises en échec.

Il vise à limiter les conséquences d'un incident affectant le réseau en France en circonscrivant la zone initialement affectée par une perte de synchronisme⁴ et en la séparant du reste du réseau pour éviter sa propagation. Il vise également à maîtriser l'écroulement en fréquence de l'ensemble du réseau (dans le cas d'une rupture massive de l'équilibre production/consommation) ou de sous réseaux créés au cours de l'incident, tout en préservant autant que possible l'alimentation des consommations les plus prioritaires.

4.2.2.2. Mise en œuvre

Le plan de défense comprend les trois types d'actions suivants, réalisés par des dispositifs automatiques locaux installés en différents points du réseau :

- la séparation automatique des zones ayant perdu le synchronisme (plan de débouclage contre les ruptures de synchronisme assuré par les protections DRS installées sur les lignes HTB frontalières entre zones électriques cohérentes du RPT et sur les lignes d'interconnexion avec l'étranger) ;
- le délestage automatique sur baisse de fréquence d'une partie de la consommation des consommateurs raccordés au RPT et des clients des distributeurs (plan de délestage fréquentométrique) ;

⁴ Dans les grands incidents, l'apparition de pertes de synchronisme marque généralement l'atteinte d'une étape ultime dans la désagrégation du système électrique si elle n'est pas contenue.

Article 3.4 – Sûreté du système électrique – Maîtrise des incidents – Plans de sauvegarde et de

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

- l'ilotage automatique des groupes thermiques sur leurs auxiliaires et le passage en marche à vide des groupes hydrauliques (aptitude des groupes de production au recouplage rapide après incident).

4.3. Gestion des réseaux séparés - Reconstitution du réseau

A la suite d'un incident de grande ampleur et, le cas échéant, de l'action de tout ou partie du plan de défense, certaines zones du réseau peuvent se trouver en réseau séparé ou hors tension. Les actions à engager alors sont décrites dans les articles 4.4 - « Réseaux séparés » et 4.5- « Reconstitution du réseau / Renvoi de tension ».

4.4. Information a posteriori

RTE diffuse a posteriori, sous 24 h après chaque entrée en situation exceptionnelle, une information sur les circonstances ayant conduit à cette décision, la durée de la situation exceptionnelle et les actions lancées.

5. CONTRIBUTION DES UTILISATEURS AUX PERFORMANCES

La bonne exécution des ordres de sauvegarde (conformité des actions, respect des délais...) par les utilisateurs du réseau concernés est primordiale pour la sûreté du Système. Elle constitue une priorité absolue par rapport à leurs intérêts propres.

Les adaptations matérielles et les dispositions organisationnelles nécessaires à l'exécution des procédures applicables en situation exceptionnelle doivent être opérationnelles dès le raccordement. Elles sont précisées dans la convention de raccordement (pour les adaptations matérielles) et dans la convention d'exploitation (pour les dispositions organisationnelles).

5.1. Fonctionnement en régime exceptionnel et soutien du réseau

L'article 7 du décret 2003 -588 du 27 juin 2003 stipule que toutes les installations raccordées au RPT doivent pouvoir accepter, pour des périodes limitées, des situations exceptionnelles de fréquence et de tension (cf. article 3.1).

Par ailleurs, dans de telles situations, elles doivent contribuer au soutien du réseau dans la mesure de leur capacité et, en tout état de cause, ne pas concourir à l'aggravation de l'état du Système.

5.1.1. Contribution des producteurs

Pour les installations de production raccordées au RPT, l'article 10 du décret précité prévoit que, en fonction de leur type, de leur puissance et de leur tension de raccordement, elles doivent être conçues pour pouvoir contribuer, pour des durées limitées, au soutien du système électrique lorsqu'il est en régime exceptionnel.

L'article 14 de l'arrêté du 4 juillet 2003, faisant suite au décret du 27 juin 2003 et relatif au raccordement des producteurs au réseau public de transport précise que les installations de production doivent pouvoir accepter, de manière constructive, les régimes exceptionnels en fréquence et en tension qui peuvent se produire sur le RPT. Les articles 15, 16 et 17 du même arrêté décrivent en outre les performances minimales associées au fonctionnement dans ces domaines exceptionnels, en particulier en termes de limitation de capacité de production active.

Article 3.4 – Sûreté du système électrique – Maîtrise des incidents – Plans de sauvegarde et de

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

La déclinaison des caractéristiques correspondantes (lois effectives de réduction des capacités de production de puissance active et/ou réactive selon les valeurs exceptionnelles de tension et fréquence) est faite dans la convention de raccordement de l'installation ou d'exploitation conduite.

Par ailleurs, selon l'article 24 de ce même arrêté, les installations de production de puissance supérieure à 120 MW doivent disposer d'une capacité constructive telle que leurs groupes puissent supporter sans dommage, avant de se séparer du réseau, quatre tours d'angle interne et/ou vingt inversions de puissance, en cas de rupture de synchronisme (cf. article 4.3).

Par ailleurs, les groupes de production peuvent avoir constructivement des performances spécifiques, non exigibles dans le cadre de l'application des textes réglementaires, mais utilisables sans mettre en péril les matériels de ces installations pendant des durées limitées ou un nombre limité de fois : possibilité de fonctionnement au delà du polygone tension réactif du domaine normal (notion de « surcharge réactive » par exemple) ou capacités dynamiques de modulation de la puissance active (« baisse rapide » de puissance, « prise d'un échelon de charge », ...) qui peuvent se révéler intéressantes en situation d'incident pour garder la maîtrise d'une situation autrement compromise. Le recensement de ces performances et leur modalités d'utilisation exceptionnelle dans l'intérêt commun de maîtrise de la sûreté du système en régime exceptionnel (en général dans le cadre du plan de sauvegarde ou du plan de défense) est tracé au cas par cas, après concertation entre le producteur et RTE, dans la convention de raccordement.

5.1.2. Contribution des consommateurs

Les installations de consommation doivent être conçues pour accepter les régimes exceptionnels en fréquence et en tension qui peuvent exister lors des situations exceptionnelles de réseau, conformément aux prescriptions de l'article 11 de l'arrêté du 4 juillet 2003 relatif au raccordement des consommateurs au réseau public de transport.

Cet arrêté prévoit également les dispositions suivantes pour les installations comportant à la fois de la consommation et de la production :

- L'article 17 précise que les groupes de production dont les transformateurs élévateurs sont raccordés à une tension nominale égale à celle du point de livraison doivent avoir les capacités constructives leur permettant de fonctionner dans les situations exceptionnelles de fréquence et de tension du réseau conformément à l'article 14 de l'arrêté relatif au raccordement des installations de production au RPT.
- L'article 20 fournit les prescriptions pour les installations mixtes production - consommation comportant des charges sensibles. RTE et l'utilisateur doivent convenir au préalable des situations exceptionnelles suite auxquelles des groupes de production internes sont susceptibles de s'illoter, sur tout ou partie des charges de l'installation, afin d'en sauvegarder l'alimentation électrique de façon préventive ou suite à une baisse excessive de la fréquence ou de la tension du réseau public. L'utilisateur doit prendre les dispositions nécessaires pour que son installation continue dans ces situations à soutenir le réseau de transport en préservant la puissance injectée vers le réseau et en assurant, à minima à hauteur de cette puissance, une contribution au réglage primaire et secondaire de la fréquence. Il ne doit pas non plus augmenter la puissance soutirée au réseau public.

Article 3.4 – Sûreté du système électrique – Maîtrise des incidents – Plans de sauvegarde et de

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

5.1.3. Contribution des distributeurs

Conformément aux prescriptions de l'article 11 du projet d'arrêté relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'un réseau public de distribution, les réseaux de distribution doivent être conçus pour accepter les régimes exceptionnels en fréquence et en tension qui peuvent exister lors des situations exceptionnelles de réseau.

Il est important que la stratégie de conduite du distributeur résulte d'une concertation menée avec RTE dès la phase de raccordement du poste source afin que les équipements nécessaires soient prévus au stade de la conception. En tout état de cause, les actions prévues par le distributeur pour gérer les conséquences d'un régime exceptionnel du RPT sur son réseau, doivent être coordonnées avec celles de RTE et ne doivent pas aller à l'encontre des actions engagées sur le RPT pour mettre fin au régime exceptionnel.

Les articles 12 et 13 du projet d'arrêté relatif au raccordement des réseaux publics de distribution au réseau public de transport décrivent la contribution attendue de la part des distributeurs lors des situations exceptionnelles. En particulier :

- Lors des régimes exceptionnels de tension ou lors de l'apparition de surcharges, le distributeur doit appliquer les ordres transmis par RTE en vue de maîtriser le plan de tension et/ou les transits et éviter les reports de charge entre postes sources sans accord de RTE. Les ordres peuvent concerner un ou plusieurs des points suivants :
 - blocage des régulateurs des transformateurs HTB / HTA,
 - baisse des tensions de consignes des régulateurs en charge des transformateurs HTB/HTA,
 - enclenchement forcé des gradins de condensateurs, délestages éventuels...
- Lors des régimes exceptionnels de fréquence basse, le distributeur doit appliquer les ordres transmis par RTE en vue d'adapter la charge : délestages et sollicitation de productions raccordées en HTA.

5.2. Plans de sauvegarde et de défense

5.2.1. Contribution des producteurs

L'article 13 du décret 2003 -588 du 27 juin 2003 dispose que les installations de production doivent être capables de recevoir et d'exécuter, dans les délais appropriés précisés dans la convention d'exploitation, les ordres de conduite et de sauvegarde en provenance de RTE.

L'article 18 de l'arrêté du 4 juillet 2003 relatif au raccordement des producteurs au réseau public de transport précise que les centres de conduite des installations de production dont la puissance est supérieure à 120 MW doivent être équipés d'un système de transmission d'ordres permettant aux centres de conduite de RTE de leur communiquer d'une manière instantanée des ordres de sauvegarde portant sur la fourniture de puissance active et/ou réactive.

Concernant les installations de production de plus de 40 MW, l'article 26 mentionne qu'en cas d'aléa, le personnel des centres de conduite de RTE doit pouvoir communiquer avec les exploitants de ces installations et leur demander des actions correctives suivant des modalités définies dans la convention d'exploitation.

Article 3.4 – Sûreté du système électrique – Maîtrise des incidents – Plans de sauvegarde et de

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

Pour ces mêmes installations, l'article 19 prescrit que les groupes doivent avoir les capacités constructives leur permettant, en cas de baisse excessive de la fréquence et/ou de la tension, de se replier dans une situation de disponibilité (îlotage sur leurs auxiliaires pour les tranches thermiques) et de procéder, à la demande de RTE, à un recouplage rapide au réseau (ou pour certaines, de procéder à la remise sous tension d'une partie du réseau - cf. article 4.3). A défaut de possibilité de repli, les groupes doivent pouvoir effectuer un redémarrage rapide (inférieur à 10 minutes).

Les groupes doivent être équipés de protections d'îlotage -sur baisse de fréquence ou de tension- dont le réglage est défini par RTE en fonction des besoins du Système et de la participation éventuelle de l'installation à un réseau séparé.

5.2.2. Contribution des consommateurs

L'article 15 du décret sus-mentionné et l'article 12 de l'arrêté relatif aux installations de consommation prévoient que RTE puisse demander, éventuellement sans information préalable, à tout consommateur raccordé au RPT des délestages, lors d'une situation dégradée du système électrique pouvant conduire à un effondrement du réseau impliquant sa mise hors tension quasi générale.

L'échelonnement des délestages demandés par RTE tient compte du caractère prioritaire ou non de tout ou partie des consommations (les consommations ou partie de consommation bénéficiant d'un caractère prioritaire étant sollicitées en dernier en fonction de la profondeur du délestage nécessaire pour rétablir l'équilibre des flux). Les consommateurs disposant d'une puissance ayant un caractère prioritaire (caractère reconnu par inscription sur les listes tenues à jour par les Préfectures) doivent donc être capables grâce à des dispositifs appropriés dans leurs installations de délester de façon sélective la partie non prioritaire de leur consommation et la partie prioritaire. Ces dispositifs peuvent être sollicités

- Dans le cadre du plan de sauvegarde, à l'initiative des centres de conduite de RTE : la déconnexion des charges dites « interruptibles » est réalisée par le consommateur avec un temps de mise en œuvre convenue entre RTE et le site consommateur (dans une gamme de temps typiquement compris entre quelques minutes et 15 minutes), en tenant compte en particulier des contraintes liées à la gestion des processus industriels concernés ;
- Dans le cadre du plan de défense, sous l'action d'automates locaux constatant le franchissement de seuils minimaux de fréquence et/ou de tension (plan de défense).

Ces éléments sont formalisés dans la convention d'exploitation conduite de l'installation.

L'article 12, précise également les mesures à prendre par les consommateurs en concertation⁵ avec RTE pour assurer cette fonction de délestage :

- répartition des charges en échelons pour permettre un délestage sélectif,
- automates locaux de délestage sur baisse de fréquence et de tension,
- télédelestage à partir des centres de conduite de RTE,
- dispositifs de déconnexion automatique des charges délestables en cas de manque de tension généralisé...

⁵ la concertation avec RTE doit permettre en particulier de respecter au mieux la progressivité et la sélectivité des délestages ainsi que son efficacité

Article 3.4 – Sûreté du système électrique – Maîtrise des incidents – Plans de sauvegarde et de

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

L'article 13 précise qu'à la demande de RTE, les centres de conduite des installations de consommation dont la puissance active P_{max} est supérieure à 120 MW doivent s'équiper d'un système de transmission d'ordres permettant aux centres de conduite de RTE de leur communiquer d'une manière instantanée des messages d'alerte informant leurs équipes de conduite de l'occurrence d'une situation exceptionnelle, puis de son évolution, ainsi que des ordres de délestage à exécuter immédiatement. L'installation d'un tel système de transmission d'ordres est en particulier fonction de l'impact de cette consommation et de l'efficacité des actions possibles sur les flux de puissance, du fait de son volume et/ou de sa situation sur le réseau vis-à-vis d'ouvrages en contrainte.

5.2.3. Contribution des distributeurs

Conformément aux prescriptions de l'article 12 du projet d'arrêté relatif au raccordement des réseaux de distribution au réseau public de transport, les réseaux de distribution doivent être conçus et équipés pour participer au plan de sauvegarde et de défense du RPT.

Cette participation relève de plusieurs types d'actions, au niveau de l'organisation et de la conduite du RPD :

- l'installation au niveau du ou des centres de conduite du réseau public de distribution d'un système de transmission des ordres de sauvegarde permettant aux centres de conduite de RTE de leur communiquer d'une manière instantanée des messages d'alerte informant leurs équipes de conduite de l'occurrence d'une situation exceptionnelle, puis de son évolution, ainsi que des ordres (blocage des régulateurs en charge ou baisse de la tension de consigne des régulateurs en charge des transformateurs HTB/HTA, délestages), à exécuter immédiatement ;
- l'exécution immédiate des ordres de sauvegarde transmis par les dispatchings de RTE ;
- la mise en œuvre des dispositions permettant des délestages sélectifs soit sur ordre des dispatchings de RTE, voire sur action directe depuis ces dispatchings, soit de façon automatique sur critères de baisse de fréquence ou de tension ;
- répartition des charges en cinq échelons de tailles sensiblement équivalentes, en regroupant les prioritaires sur les échelons délestés en dernier pour permettre un délestage sélectif ;
- automates locaux de délestage sur baisse de fréquence et de tension ;
- télédelestage à partir des centres de conduite de RTE ;
- dispositifs de déconnexion automatique des charges en cas de manque de tension généralisé...

Par ailleurs, le distributeur fournit annuellement à RTE les puissances correspondant à chaque échelon de délestage pour une heure de pointe d'hiver (enquête délestage réalisée un jour ouvrable du mois de janvier).

- le maintien des apports de puissance de la production installée sur les réseaux de distribution ;
- la contribution à la conduite d'éventuels réseaux séparés ;
- la contribution à la maîtrise de la reconstruction du réseau par un strict respect des volumes de charges demandés par RTE lors des phases de reprise suite à un incident généralisé et la non réalisation de reprises de consommation en autonome.

6. MAINTIEN DANS LE TEMPS DE L'EFFICACITE DES MOYENS DE SAUVEGARDE ET DE DEFENSE

Les entités responsables de groupes de production, les distributeurs et les consommateurs doivent s'assurer du maintien dans le temps de :

- l'aptitude de leurs installations à fonctionner dans les plages exceptionnelles de fréquence et de tension et à assurer le soutien du réseau lorsque celui-ci est en régime exceptionnel de fonctionnement ;
- l'état opérationnel des moyens de sauvegarde et de défense - matériels et organisationnels - dont elles sont responsables : conformité des performances, compétences des acteurs... Elles informent immédiatement RTE dès qu'elles ont connaissance d'une dégradation de cet état.

RTE effectue régulièrement des études prévisionnelles de sûreté testant l'efficacité des plans de sauvegarde et de défense. Le cas échéant, RTE fait les propositions d'amélioration qu'il juge nécessaire, les présente aux utilisateurs et concerte avec eux les modalités de mise en œuvre éventuelle.

Documentation Technique de Référence
Chapitre 4 – Contribution des utilisateurs aux performances du RPT
Article 4.1 – Réglage Fréquence/Puissance

Version 4 applicable à compter du 26 juillet 2011

17 [pages](#)

Le présent article concerne les installations de production raccordées au Réseau Public de Transport.

Il ne s'applique pas aux postes HTB/HTA qui injectent de l'énergie sur le RPT.

SOMMAIRE

1. RAPPEL DES EXIGENCES	3
1.1 Exigences réglementaires applicables aux installations de production	3
1.2 « Operation Handbook » de l'ENTSO-E appliqué par RTE	3
2. ENJEUX POUR LE SYSTEME ET LES UTILISATEURS	4
3. PRINCIPES DE FONCTIONNEMENT	4
3.1 Le réglage primaire de fréquence	4
3.2 Le réglage secondaire fréquence - puissance	6
3.3 Réglage tertiaire fréquence - puissance	9
4. MISE EN ŒUVRE DES EXIGENCES PAR LES PRODUCTEURS	9
4.1 Réglage primaire de fréquence	10
4.1.1 Installations nouvelles – capacités constructives de référence	10
4.1.2 Installations existantes	11
4.1.3 Performances fonctionnelles du réglage primaire de la fréquence	12
4.2 Réglage secondaire fréquence - puissance	13
4.2.1 Installations nouvelles – capacités constructives de référence	13
4.2.2 Installations existantes	13
4.2.3 Performances fonctionnelles du réglage secondaire de fréquence (RSFP)	14
4.2.4 Cas particulier des installations disposant de plusieurs générateurs thermique tels que les Cycles Combinés à Gaz	15
4.3 Réglage tertiaire fréquence - puissance	16
5. CONTRAT DE PARTICIPATION AUX SERVICES SYSTEME	16
6. REFERENCES AUTRES QUE REGLEMENTAIRES	16

1. RAPPEL DES EXIGENCES

1.1 Exigences réglementaires applicables aux installations de production

- Décret n° 2008-386 du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement pour le raccordement d'installations de production aux réseaux publics d'électricité [1].
- Décret n° 2003-588 du 27 juin 2003 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement au réseau public de transport de l'électricité. [2]
- Arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'une installation de production d'énergie électrique [3].
- Arrêté du 4 juillet 2003 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'une installation de production d'énergie électrique. [4].

1.2 « Operation Handbook » de l'ENTSO-E appliqué par RTE

L'ENTSO-E, association européenne des gestionnaires de réseaux de transport européens, a été créée en juillet 2009 par la fusion d'associations de gestionnaires de réseaux antérieures, dont en particulier l'UCTE (Union pour la Coordination du Transport de l'Electricité) à laquelle adhère RTE.

L'« Operation Handbook » a été développé et adopté, à l'origine, par l'UCTE et ses développements et révisions sont maintenant pris en charge par le groupe régional d'Europe continentale de l'ENTSO-E (RGCE). Il comprend un ensemble à jour de principes et règles applicables aux gestionnaires de réseaux de transport en Europe.

Le principal objectif de l'« Operation Handbook » est de fournir un cadre technique à l'exploitation du réseau interconnecté des membres du RGCE de l'ENTSO-E, comprenant des politiques relatives à la sécurité de l'exploitation, aux mesures spécifiques aux situations d'incident et enfin aux échanges de données. Plus globalement, l'« Operation Handbook » apporte l'interopérabilité nécessaire entre les gestionnaires de réseaux connectés aux zones synchrones.

RTE, en tant que membre de l'ancienne UCTE, s'était engagé en signant un « multi lateral agreement » avec ses partenaires, à respecter les Politiques (Policies) constituant l'Opération Handbook. Cet accord reste naturellement en vigueur avec la mise en place de l'ENTSO-E.

L' « Operation Handbook » inclut une politique relative au réglage de la fréquence et à l'équilibre production – consommation : la « Policy 1 » intitulée « Load frequency control and performances ». La référence [i] du présent article renvoie à cette politique.

2. ENJEUX POUR LE SYSTEME ET LES UTILISATEURS

Le réglage de la fréquence répond à deux exigences :

- **Satisfaire les utilisateurs** : le maintien de la fréquence proche de sa valeur nominale est nécessaire au bon fonctionnement des matériels électriques et des process des consommateurs et des producteurs, conçus pour un fonctionnement sur une plage de fréquence donnée (cf. chapitre 3.1]). De trop grandes excursions de fréquence sont inadmissibles pour certains matériels et peuvent conduire à des dysfonctionnements dans les installations des utilisateurs.
- **Assurer la sûreté de fonctionnement du système** : éviter les écroulements de fréquence. L'évolution de la fréquence est l'image directe du déséquilibre entre la production et la consommation :
 - la fréquence augmente, lorsque le bilan production - consommation est excédentaire ;
 - la fréquence diminue, lorsque le bilan production - consommation est déficitaire.

Et ceci à l'échelle européenne, puisque le système électrique continental européen est entièrement interconnecté par des liaisons synchrones réunissant entre eux en un même système de fréquence uniforme, l'ensemble des charges et des groupes de production.

Face aux évolutions normales de la consommation et aux divers aléas rencontrés en exploitation (pertes de groupes de production ou de charge...), le maintien de l'équilibre production - consommation et le maintien d'une valeur satisfaisante de la fréquence nécessitent d'adapter en permanence le niveau de la production à celui de la consommation.

Pour réaliser cette adaptation du niveau de production, il faut disposer de réserves de puissance mobilisables soit par le biais d'automatismes (réglages primaire et secondaire), soit par l'action des opérateurs (réglage tertiaire).

3. PRINCIPES DE FONCTIONNEMENT ¹

3.1 Le réglage primaire de fréquence

Le réglage primaire de fréquence est indispensable à la sûreté du système électrique. En effet, face aux aléas et incidents tels que fluctuations rapides de la consommation (enclenchements tarifaires, déclenchements de charges...) et déclenchements de groupes de production, c'est le dispositif qui

¹ Pour plus de détails se référer au « Mémento de la sûreté du système électrique » [ii] édité par RTE : http://www.rte-france.com/htm/fr/qui/qui_reseau_memento.jsp
ou http://www.rte-france.com/htm/fr/vie/vie_publi_annu_memento.jsp

rétablit automatiquement et très rapidement l'équilibre production - consommation et maintient la fréquence à une valeur proche de la fréquence de référence.

Le réglage primaire est mis en œuvre par l'action des régulateurs de vitesse des groupes de production qui agissent en général sur les organes d'admission du fluide moteur à la turbine lorsque la vitesse du groupe (image de la fréquence) s'écarte de la vitesse de consigne par suite d'un déséquilibre entre la production et la consommation de l'ensemble du système européen interconnecté synchrone.

Pour chaque groupe j participant au réglage primaire fréquence - puissance, la loi de réglage statique de la puissance mécanique résultant de l'action du régulateur de vitesse doit être de la forme :

$$P_j - P_{cj} = -K_j \cdot (f - f_0)$$

avec :

P_j [MW] = Puissance réelle fournie par le groupe j en mode quasi stationnaire.

P_{cj} [MW] = Puissance de consigne du groupe j à la fréquence de référence f_0 .

f [Hz] = fréquence déduite de la mesure de vitesse du groupe j .

f_0 [Hz] = fréquence de consigne, généralement égale à la fréquence de référence (50 Hz).

K_j [MW/Hz] = « Energie réglante » du groupe j .

La compensation d'un écart du bilan production - consommation est assurée par une action répartie sur tous les groupes du système européen interconnecté synchrone participant au réglage primaire. Selon les critères de l'« Operation Handbook », le temps de réponse doit être compris entre 15 s et 30 s.

La fréquence f_1 atteinte en fin d'action du réglage primaire est différente de la fréquence de consigne f_0 , et l'écart entre f_1 et f_0 est d'autant plus faible que l'énergie réglante totale du système européen interconnecté synchrone est grande.

Il est rappelé que le RGCE de l'ENTSO-E demande à ses membres que l'énergie réglante de la zone synchrone continentale permette de libérer la totalité de la réserve primaire pour un écart de fréquence de 200 mHz.

La compensation d'un écart du bilan production - consommation ΔP_{bil} par l'ensemble des groupes réglants est égale à :

$$\Delta P_{bil} = -\sum_j (P_j - P_{cj})$$

L'écart de fréquence résultant se détermine alors par l'équation suivante :

$$f_1 - f_0 = \frac{\Delta P_{bil}}{\sum_j K_j}$$

avec :

ΣK_j [MW/Hz] = Energie réglante totale du système européen synchrone.

Et chaque groupe réglant j produit :

$$P_j = P_{c_j} - K_j \cdot (f_1 - f_0)$$

Cependant, le réglage primaire ne rétablit l'équilibre offre - demande que si on dispose d'une réserve de puissance - la réserve primaire - suffisante. La réserve primaire disponible est la somme des réserves primaires des groupes de l'ensemble du système européen interconnecté synchrone. Le RGCE de l'ENTSO-E demande à ses membres de constituer une réserve au moins égale à 3000 MW pour l'ensemble du système synchrone continental, ce qui conduit à affecter une quote part d'environ 600 MW au système français (la valeur précise étant définie annuellement par le RGCE de l'ENTSO-E sur la base du ratio entre la production totale de l'année $n-2$ de chaque pays et la production totale de l'Europe continentale).

3.2 Le réglage secondaire fréquence - puissance

L'action du réglage primaire laisse subsister un écart de fréquence par rapport à la fréquence de consigne f_0 . Elle provoque également des écarts sur les échanges entre les pays du système interconnecté synchrone : en effet, tous les groupes des différents pays du système interconnecté synchrone participant au réglage primaire réagissent à la variation de fréquence commune, que la perturbation se produise sur le système électrique du pays ou en dehors de celui-ci.

Le réglage secondaire d'une zone de réglage ² a donc pour but :

- de solliciter essentiellement la réserve secondaire de la seule zone de réglage où est apparu ce déséquilibre ;
- de retrouver le programme d'échange initialement convenu entre la zone origine de la perturbation et l'ensemble des zones voisines auxquelles elle est interconnectée, et de ramener la fréquence du système synchrone à sa valeur de référence ;
- et ainsi, de restaurer l'intégralité de la réserve primaire engagée par l'ensemble des membres du RGCE de l'ENTSO-E pour pallier tout nouveau déséquilibre production - consommation.

Ce réglage secondaire est réalisé par un organe centralisé situé au centre de conduite de chaque zone de réglage i , avec pour rôle de modifier automatiquement le programme de production des groupes réglants, jusqu'à annuler l'écart de réglage G_i (cf. §B.2 de l'Appendix 1 : « Load-Frequency Control and Performance » [i]).

Le réglage secondaire de la zone France, dont RTE a la charge, inclut le système électrique français et le système électrique ibérique. Il est conforme aux principes de l'« Operation Handbook ».

² zone de réglage : composée d'un ou plusieurs systèmes cohérents, chaque système étant contrôlé par un seul GRT. Chaque zone de réglage dispose d'un seul système de réglage secondaire fréquence – puissance.

La fonction d'écart de réglage ΔE utilisée pour le réglage secondaire de la zone France traduit la fonction G_i de l'« Operation Handbook » (cf. §B.2 de l'Appendix 1 : « Load-Frequency Control and Performance » [i]),

$$\Delta E = \Delta f + \frac{\Delta P_i}{\lambda},$$

avec,

Δf [Hz] = écart de fréquence par rapport à la fréquence de référence,

ΔP_i [MW] = écart entre le bilan des puissances mesurées sur les lignes d'interconnexion internationales de la France avec les pays frontaliers autres que l'Espagne³ et le bilan des échanges programmés avec ces mêmes pays,

λ [MW/Hz] = énergie réglante secondaire de l'ensemble France + péninsule ibérique.

Le signal de commande envoyé aux groupes de production participant au réglage secondaire afin de modifier leur puissance de consigne prend la forme d'un signal N_{RSFP} appelé « niveau de téléajustage » correspondant au ΔP_{di} de l'« Operation Handbook » (cf. §B.4 de l'Appendix 1 : « Load-Frequency Control and Performance » [i]). Ce niveau N_{RSFP} est déterminé par l'équation suivante :

$$N_{RSFP} = -\frac{\alpha}{P_r} \cdot \int \Delta E \cdot dt - \frac{\beta}{P_r} \cdot \Delta E$$

avec :

α [MW/tour] = pente du réglage (gain intégral), valeur comprise entre 65 et 130,

β [MW/Hz] = gain proportionnel, pris égal à zéro.

P_r [MW] = demi-bande de réglage, ou total des participations, p_{rj} (cf. §4.2), des groupes appartenant à la zone de réglage.

Le niveau N_{RSFP} est limité à la hausse à +1 et limité à la baisse à -1.

Le choix des paramètres des régulateurs de chaque zone de réglage i est déterminant pour permettre que seul le régulateur de la zone perturbée réagisse et mette en œuvre la puissance de réglage secondaire nécessaire. Pour cela, il faut tout d'abord un bon découplage temporel entre l'action du réglage primaire et celle du réglage secondaire (pour la zone France la constante de temps du réglage secondaire est de l'ordre de 100 à 200 s), et il faut que le paramètre K_{ri} de l'« Operation Handbook » (cf. §B.3 de l'Appendix 1 : « Load-Frequency Control and Performance » [i]) du régulateur secondaire fréquence - puissance de chaque zone i (λ dans le cas du régulateur

³ La Grande Bretagne est également exclue de ce bilan car elle n'est pas interconnectée de façon synchrone avec le réseau de la région d'Europe continentale.

secondaire de la zone France) soit très légèrement supérieur (d'environ 10%) à l'énergie réglante effective de sa zone (pour la zone France, énergie réglante du système électrique français + énergie réglante du système électrique ibérique). Ce paramètre est régulièrement actualisé dans le régulateur de zone de RTE pour tenir compte de l'évolution de l'énergie réglante primaire qui est en partie fonction des groupes déclarés en réglage. Pour limiter les sollicitations dynamiques sur les groupes asservis au réglage secondaire, la vitesse de variation du niveau est écrêtée. Deux valeurs de « pente » maximale de variation du niveau N_{RSFP} sont utilisées par RTE

- une pente dite « normale » correspondant à une variation du niveau entre -1 et $+1$ en 800 secondes ;
- une pente dite « d'urgence », utilisée dès lors que l'écart de réglage ΔE devient supérieur à 1800 MW (soit plus que la perte du plus gros groupe connecté sur le réseau de RTE et correspondant donc à des aléas multiples), correspondant à une variation du niveau N_{RSFP} entre -1 et $+1$ en 133 secondes.

Le volume de réserve secondaire (demi-bande de réglage), nécessaire à la zone de réglage France, est calculé par RTE pour chaque pas ½ horaire selon les critères suivants :

- Le volume minimal est égal à 500 MW,
- Pour les périodes de faible gradient de la demande (D), (soit un gradient $G < 6000$ MW par 1/2heure ou 200 MW/min), le volume de la réserve secondaire est égal à la valeur minimale empirique recommandée par l'« Operation Handbook », prévue pour couvrir les variations aléatoires affectant l'équilibre Production Consommation (noise signal). Cette valeur minimale est calculée en MW par la formule :

$$\sqrt{10 * D + 22500} - 150$$

où D désigne la demande exprimée en MW (consommation France + échanges aux frontières)

- Pour les périodes de fort gradient de la demande (D), soit un gradient ($G > 6000$ MW par 1/2heure ou 200 MW/min), le volume de la réserve secondaire est calculé de façon à réduire le risque de passage en butée de niveau N_{RSFP} . Ce volume est égal à $G/6$ (G exprimé en MW par ½ heure).
- Sur certains points ½ horaires particuliers, les volumes de réserves issues de l'application des critères précédents, peuvent être lissés de façon à respecter les éventuels engagements d'encadrement prévus dans le contrat de participation aux services système (article 5), ou plus généralement pour éviter des fluctuations inutiles à la hausse ou à la baisse lors des périodes où la tendance s'inverse plusieurs fois de suite.

Les gradients les plus forts sont généralement observés autour des heures rondes, durant la période de 10 minutes pendant laquelle les programmes d'échanges aux frontières sont modifiés.

La réserve secondaire, telle que dimensionnée ci-dessus, ne peut donc pas compenser toutes les perturbations comme par exemple la perte du plus gros groupe couplé (généralement 1450 MW). Dans ce cas, la mobilisation de la réserve secondaire ne permet pas de reconstituer intégralement la réserve primaire qui reste entamée - voire intégralement utilisée - et la réserve secondaire est épuisée : il faut donc mobiliser une réserve complémentaire, la réserve tertiaire.

3.3 Réglage tertiaire fréquence - puissance

La réserve tertiaire sert non seulement à pallier un éventuel déficit de réserve secondaire en cas d'accroissement rapide de l'écart entre production et consommation, mais également à rééquilibrer le système en cas d'accroissement lent de l'écart entre production et consommation. Pour cela, deux types de réserve tertiaire sont constitués :

- La réserve tertiaire garantie contractuellement, comprenant la réserve tertiaire mobilisable en 15 min (environ 1000 MW) et la réserve tertiaire mobilisable en 30 min (environ 500 MW),
- Et la réserve tertiaire non garantie, comprenant des réserves mobilisables à d'autres échéances (par exemple la réserve tertiaire 2 h et la réserve tertiaire 8h).

La mobilisation de ces réserves n'est pas automatique contrairement au réglage primaire et secondaire : elle se fait par appel téléphonique depuis les centres de conduite de RTE vers les centres de conduite des installations de production.

La marge 15 min (réserve secondaire + réserve tertiaire 15 min) doit permettre de compenser la perte du plus gros groupe couplé, selon les exigences de l'« Operation Handbook » [i]. Elle doit pouvoir être reconstituée en moins d'une demi-heure. Plus généralement, le dimensionnement des réserves (tertiaires + secondaire) doit permettre de passer les pointes de consommation du matin et du soir avec, pour chacune, une probabilité inférieure à un seuil acceptable par RTE de faire appel aux moyens exceptionnels (offres exceptionnelles faites dans le cadre du mécanisme d'ajustement, passage à $P_{\max}$ pour les groupes hydrauliques, surcharge des groupes thermiques, compléments fuel sur les groupes thermiques classiques).

4. MISE EN ŒUVRE DES EXIGENCES PAR LES PRODUCTEURS

En France, le principe retenu pour disposer d'une capacité de réglage de la fréquence conforme aux règles de l'« Operation Handbook » consiste à ce que la réserve de puissance soit, en tant que possible, répartie entre tous les producteurs disposant d'installations à capacité constructive en fonctionnement. Chaque producteur peut constituer sa quote-part de réserve sur ses installations ou peut déléguer la mise en œuvre d'une partie de cette réserve à d'autres producteurs. Ce principe permet :

- 1) De garantir la disponibilité de la réserve en cas d'aléa sur une installation participante ou en cas d'aléa conduisant à la séparation du réseau en parties non synchrones,
- 2) De garantir la dynamique de restitution de l'ensemble en minimisant la plage de réglage individuelle des installations,

- 3) De permettre, autant que possible, une autonomie d'exploitation des producteurs en leur permettant de gérer par eux même la constitution des réserves mises à disposition de RTE,
- 4) D'assurer une équité de traitement entre producteurs.

En cohérence avec ce principe, la réglementation sur les conditions techniques de raccordement impose depuis l'arrêté du 30 décembre 1999 aux installations de production demandant un raccordement au RPT de disposer de capacités constructives qui les rendent aptes à assurer le réglage fréquence-puissance. Les capacités constructives des installations raccordées antérieurement à cette date ne relèvent pas de prescriptions réglementaires, mais doivent être déclarées par les producteurs dans le cadre de l'établissement ou de la mise à jour de leur convention de raccordement qui doit inclure une convention d'engagement de performances.

En exploitation, chaque producteur doit mettre à la disposition de RTE les capacités de réglage de ses installations.

La contribution d'une installation donnée doit rester inférieure ou égale à sa capacité constructive déclarée. Elle doit être communiquée à RTE au titre de la programmation journalière⁴ et doit être vérifiable dans le cadre du contrôle continu des performances.

Chaque producteur doit participer aux réglages primaire et secondaire de la fréquence selon les conditions prévues dans le contrat de participation aux services système (cf Chapitre 5).

4.1 Réglage primaire de fréquence

4.1.1 Installations nouvelles – capacités constructives de référence

Toute installation de production de puissance supérieure à 40 MW qui sollicite un raccordement en HTB⁵ doit disposer d'une capacité de réglage primaire conforme, a minima, aux exigences du présent article. Les installations de production qui mettent en œuvre de l'énergie fatale ne sont pas assujetties à la participation au réglage primaire en régime normal de fréquence du réseau.

Toute installation de production ayant la capacité constructive de participer au réglage primaire de fréquence doit pouvoir mettre à la disposition de RTE, en cas de baisse de la fréquence, une réserve de puissance active, dite « réserve primaire, R_p », au moins égale à 2,5 % de P_{max} . En cas de hausse de la fréquence, elle doit pouvoir réduire sa puissance de façon à atteindre tout point de fonctionnement situé au delà de P_{min} , puissance minimale technique, et en deçà de P_{max} .

Si l'installation est constituée de plusieurs unités de production, il est du ressort du producteur de répartir la capacité constructive pour que l'installation soit en mesure d'assurer, compte tenu de la

⁴ Selon les modalités définies dans les Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au Recouvrement des charges d'ajustement.

⁵ Sont concernées à ce titre :

1. les installations de production à raccorder directement au RPT
2. les installations à raccorder à un jeu de barres HTB privé, raccordé au RPT,
3. les installations à raccorder à un réseau de distribution HTB. Le gestionnaire de ce réseau est alors responsable de l'application de l'arrêté du 4 juillet 2003[4] et de la mise à disposition de RTE des capacités de réglage.

somme des $P_{\max}$ des unités de production en fonctionnement, le réglage de puissance dans toutes les configurations, quel que soit le nombre d'unités en fonctionnement simultané. Il doit informer RTE de son choix et mettre à sa disposition les dispositifs de mesure qui permettent de contrôler la capacité effective du réglage.

L'article 14-II de l'arrêté [3] prescrit le comportement attendu des installations de production assujetties au réglage primaire de la fréquence. A ce titre, ces installations doivent être équipées d'une régulation capable de modifier leur puissance active en fonction de la variation de la fréquence du réseau public de transport. La loi de réglage statique de la puissance mécanique doit être, selon le §3.1, de la forme :

$$P_j - P_{cj} = -K_j \cdot (f - f_0)$$

Elle peut être limitée à la hausse en cas de contraintes sur les matériels (principalement sur les groupes nucléaires et thermiques classiques).

La mise en œuvre du réglage primaire de fréquence doit se faire dans des conditions décrites dans le §4.1.3. Le producteur doit attester de la prise en compte de ces performances au niveau de la conception de son installation et contribuer aux essais de mise en service destinés à les vérifier.

4.1.2 Installations existantes

Les installations déjà raccordées conformément aux arrêtés du 30 décembre 1999 ou du 4 juillet 2003 doivent avoir les capacités constructives prévues par ces textes et qui sont comparables à celles de l'arrêté du 23 avril 2008. Sauf précision différente dans la convention de raccordement ou, à défaut, dans la déclaration préalable de performances, ces installations doivent disposer des capacités constructives de réglage prévues au §4.1.1 ci-dessus.

Les installations de production raccordées antérieurement à la date d'application de l'arrêté du 30 décembre 1999, ou de l'arrêté du 4 juillet 2003 si leur puissance est supérieure à 120 MW, doivent avoir les capacités constructives déclarées par les producteurs dans leur convention de raccordement et/ou dans leur contrat de participation aux services système. A défaut, à la demande de RTE, elles font l'objet d'une déclaration destinée à l'établissement d'une telle convention sur la base de leurs performances existantes. Celles qui doivent être modifiées doivent respecter les exigences suivantes :

- Si la puissance augmente de plus de 10 % et de moins de 50% de $P_{\max}$, seule la partie nouvelle doit être conforme aux dispositions du §4.1.1,
- Si la puissance augmente de plus que 50% de $P_{\max}$, la totalité de l'installation doit être conforme aux dispositions du §4.1.1,
- Si des groupes de production de plus de 40 MW sont remplacés, les nouveaux groupes doivent être conformes aux dispositions du §4.1.1.
- Dans tous les autres cas de figures les groupes non-modifiés doivent préserver leurs performances antérieures déclarées.

La mise en œuvre du réglage primaire de fréquence doit se faire dans les conditions de performances décrites dans le §4.1.3. Tout écart résultant d'une limitation technique dont l'origine est la capacité constructive initiale, est précisé dans la convention de raccordement de l'installation.

4.1.3 Performances fonctionnelles du réglage primaire de la fréquence

La mise en œuvre du réglage primaire de fréquence doit respecter les performances suivantes :

1. Le fonctionnement en réglage primaire de fréquence doit être possible à partir de tout point de fonctionnement situé au delà de $P_{\min}$ (minimum technique de l'installation) et en deçà de $P_{\max}$.
2. Pour tout échelon négatif de fréquence $\Delta f = f - f_0$ compris entre 0 et -200 mHz à partir de 50 Hz, l'installation doit être capable de restituer la totalité de la réserve de puissance attendue en moins de 30 s et la moitié de cette réserve en moins de 15 s. La puissance attendue est égale à la plus petite des deux valeurs suivantes :

- o sa capacité constructive de réglage primaire R_p , définie ci-dessus,
- o son énergie réglante multipliée par l'échelon de fréquence, soit $-K_j \Delta f$.

Elle doit pouvoir être délivrée pendant au moins 15 minutes.

3. Pour tout échelon positif de fréquence $\Delta f = f - f_0$ compris entre 0 et +200 mHz à partir de 50 Hz, l'installation doit être capable de réduire sa puissance de la valeur $-K_j \Delta f$ en moins de 30 s et de la moitié de la valeur de $-K_j \Delta f$ en moins de 15 s. La puissance atteinte doit pouvoir être maintenue réduite pendant au moins 15 minutes.
4. Le comportement attendu pour toute variation de fréquence supérieure à ± 200 mHz, n'est pas défini dans l'article 4.3⁶.
5. La valeur de l'énergie réglante K_j est déterminée en accord avec RTE et peut être adaptée en fonction des conditions d'exploitation du système électrique. Elle doit être telle que la réserve mise à disposition de RTE, lors de la phase de programmation de l'installation, doit être libérée pour tout écart de fréquence d'amplitude ≥ 200 mHz. En tout état de cause K_j ne peut être supérieure à 66 % de $P_{\max}/\text{Hz}$, afin de ne pas trop solliciter l'installation, et doit être supérieure à 12,5 % de $P_{\max}/\text{Hz}$ afin de garantir la libération totale de la réserve pour tout écart de fréquence de plus de 200 mHz.
6. La précision de mesure de la fréquence doit être inférieure à 10 mHz et l'éventuelle insensibilité de la régulation primaire de la fréquence doit être inférieure ou égale à ± 10 mHz.

⁶ ces précisions seront apportées ultérieurement dans la DTR.

4.2 Réglage secondaire fréquence - puissance

4.2.1 Installations nouvelles – capacités constructives de référence

Conformément au 14-III de l'arrêté du 23 avril 2008 toute installation de production de puissance $P_{\max}$ supérieure ou égale à 120 MW doit avoir la capacité constructive de contribuer au réglage secondaire de la fréquence en régulant sa puissance active en fonction d'un signal de commande provenant du centre de conduite de RTE dans les conditions prévues dans cet article.

Le réglage secondaire doit être possible dans une bande de réglage a minima égale à $\pm 4,5$ % de la puissance maximale de l'installation $P_{\max}$. La demi-bande de réglage secondaire doit s'additionner à celle du réglage primaire pour constituer une réserve totale, à la hausse, d'au moins 7 % de $P_{\max}$.

Une installation à capacité de réglage secondaire doit être munie d'un équipement permettant de recevoir le signal de commande du réglage secondaire, N_{RSFP} , transmis par le centre national de conduite de RTE et de modifier sa puissance de consigne à la fréquence de référence, P_{cj} , conformément au §3.2 de la façon suivante :

$$P_{cj} = P_{c0j} + N_{RSFP} \cdot pr_j,$$

avec,

P_{c0j} [MW] = puissance de consigne à f_0 avec $N_{RSFP} = 0$ du groupe j (généralement la puissance de consigne affichée sur le régulateur de vitesse et commandable manuellement par l'exploitant de l'installation de production),

pr_j [MW] = participation du groupe j au réglage secondaire fréquence – puissance.

Compte tenu du réglage primaire, la loi de réglage est finalement la suivante :

$$P_j = P_{c0j} + N_{RSFP} \cdot pr_j - K_j \cdot (f - f_0)$$

La mise en œuvre du réglage secondaire de fréquence doit se faire dans des conditions décrites dans le §4.2.3. Le producteur doit attester de la prise en compte de ces performances au niveau de la conception de son installation et mener avec RTE des essais de mise en service destinés à les vérifier.

4.2.2 Installations existantes

Les installations déjà raccordées conformément à l'arrêté du 4 juillet 2003 doivent avoir les capacités constructives prévues par ce texte et qui sont comparables à celles de l'arrêté du 23 avril 2008. Sauf précision différente dans la convention de raccordement ou, à défaut, dans la déclaration préalable de performances, ces installations doivent disposer des capacités constructives de réglage prévues au §4.2.1 ci-dessous.

Les installations de production raccordées antérieurement à la date d'application de l'arrêté du 4 juillet 2003 doivent avoir les capacités constructives déclarées par les producteurs dans le cadre de leur convention de raccordement et/ou dans leur contrat de participation aux services système. A

défaut, à la demande de RTE, elles font l'objet d'une déclaration destinée à l'établissement d'une telle convention sur la base de leurs performances existantes. Celles qui doivent faire l'objet d'une modification sont concernées par le réglage secondaire de fréquence dans les conditions suivantes :

- Si la puissance augmente de 10% de $P_{\max}$ ou plus et de moins de 120 MW sans dépasser 50 % de $P_{\max}$, la participation de l'installation au réglage secondaire de la fréquence est définie par RTE compte tenu de la capacité constructive de la partie existante et de la puissance totale atteinte,
- Si la puissance augmente de plus que 50 % de $P_{\max}$ et dépasse 120 MW, la totalité de l'installation doit avoir la capacité constructive prescrite en §4.2.1.
- Si des groupes de production de puissance supérieure à 120 MW sont remplacés, les nouveaux groupes doivent avoir la capacité constructive prescrite en §4.2.1.
- Dans tous les cas de figures les groupes non-modifiés doivent préserver leurs performances antérieures déclarées.

La mise en œuvre du réglage primaire de fréquence doit se faire dans les conditions de performances décrites dans le §4.2.3. Tout écart résultant d'une limitation technique dont l'origine est la capacité constructive initiale, est précisé dans la convention de raccordement de l'installation.

4.2.3 Performances fonctionnelles du réglage secondaire de fréquence (RSFP)

La mise en œuvre du réglage secondaire de fréquence doit respecter les performances suivantes :

1. Le fonctionnement en RSFP doit être possible à partir de tout point de fonctionnement situé au delà de $P_{\min}$ (minimum technique de l'installation) et en deçà de $P_{\max}$.
2. La participation au RSFP (pr_j) doit être introduite au niveau du contrôle – commande avec une résolution inférieure ou égale à 1 MW.
4. L'équipement de réception du niveau N_{RSFP} doit surveiller la pente de variation du niveau et réagir selon les 2 cas suivants :
 - si la pente de variation est inférieure ou égale à 2 pr en 133 secondes, le niveau est appliqué tel quel à la régulation primaire,
 - si la pente de variation est supérieure à 2 pr en 133 secondes, la recopie du niveau RSFP vers la régulation primaire est bloquée tant que la pente ne revient pas à une valeur inférieure.
5. Lors d'une variation du niveau N_{RSFP} en rampe de pente inférieure ou égale à $2/133 \text{ s}^{-1}$, la différence entre la puissance produite P et la puissance de consigne P_c doit être inférieure ou égale à $dN_{\text{RSFP}}/dt \cdot pr \cdot T_{\text{eq}}$, avec $T_{\text{eq}} = 20 \text{ s}$.
6. En cas de perte du signal de niveau N_{RSFP} , le groupe doit rester en fonctionnement RSFP avec recopie du signal figé à sa dernière valeur valide. Le blocage de la recopie du niveau N_{RSFP} vers la régulation primaire est signalée à l'opérateur de la centrale.

7. La disponibilité de la fonction RSFP doit être transmise à RTE par l'émission d'une télésignalisation « RSFP ES » / « RSFP HS ». Lorsqu'une installation n'est pas en état de contribuer au RSFP (groupe non couplé, groupe îloté, télé réglage RSFP hors service, défaut de transmission du niveau, défaut affectant la turbine ou le régulateur de vitesse, défaut affectant l'équipement RSFP, fonctionnement en mode manuel), la recopie du niveau RSFP vers la régulation primaire est bloquée et le groupe est sorti du RSFP. La télésignalisation « RSFP » doit alors être positionnée à l'état « RSFP HS ». La remise en service de la fonction RSFP ne doit être possible que par l'action manuelle d'un opérateur de l'installation et être accompagnée de l'émission de la télésignalisation « RSFP ES ».

RTE communique aux producteurs les informations nécessaires à la réalisation du système d'échange d'information du RSFP dans le cahier des charges échanges d'information, conformément à l'article 4.7 « Echanges d'information » de la DTR.

4.2.4 Cas particulier des installations disposant de plusieurs générateurs thermique tels que les Cycles Combinés à Gaz

Pour une installation disposant de plusieurs générateurs thermiques dépendant les uns des autres et dont les dynamiques de réponse aux réglages de fréquence sont notablement différentes, la conformité de cette installation aux performances attendues pour les réglages primaire et secondaire de fréquence peut nécessiter que le producteur mette en œuvre des conditions de fonctionnement particulières en exploitation.

Il appartient au producteur de choisir, dans les essais prévus dans le cahier des charges des Capacités Constructives, ceux qui lui permettent d'établir cette conformité. La conformité doit être établie dans au moins une des options techniques possibles, mais peut être établie, si le producteur le souhaite, dans l'ensemble des options prévues, sous réserve d'avoir réalisé les essais correspondants.

Les options techniques et les essais retenus par le producteur pour établir la conformité de son installation sont précisées dans la convention d'engagement de performances (ou son équivalent). Les conditions de fonctionnement retenues en exploitation par le producteur doivent être en cohérence avec les choix précédents et sont précisées dans la convention d'exploitation conduite définitive. En particulier, les valeurs de production et de contribution aux réserves primaire et secondaire déclarées dans le cadre de la programmation doivent être cohérentes avec les options techniques retenues.

En exploitation, RTE procédera au contrôle du respect de ces conditions de fonctionnement, et tout écart sera traité au titre des non-conformités.

4.3 Réglage tertiaire fréquence - puissance

La participation au réglage tertiaire fréquence–puissance relève des règles de participation au Mécanisme d'Ajustement, [iv].

Les réserves rapides, mobilisables en 15 et 30 minutes, font l'objet d'accords particuliers avec les producteurs qui disposent d'installations aptes à les fournir.

5. CONTRAT DE PARTICIPATION AUX SERVICES SYSTEME

Les conditions techniques, juridiques et financières de mobilisation des réserves des producteurs afin de participer aux réglages primaire et secondaire de fréquence, pour les installations de production disposant des capacités correspondantes, font l'objet d'un « contrat de participation aux services système »⁷ signé entre RTE et les responsables de programmation.

En conformité avec les règles énoncées dans le présent chapitre de la DTR, ce contrat précise en particulier :

- les conditions d'aptitude demandées aux groupes de production contribuant aux réglages,
- les mécanismes d'allocation et de programmation des réserves par RTE,
- les règles de répartition à respecter par le producteur et les modalités d'information de RTE de la localisation retenue des réserves,
- les modalités de rémunération des services et les procédures de vérification de la contribution au réglage,
- les conséquences du non-respect des prescriptions et les mécanismes de pénalités associées à un non respect des performances correspondant aux critères d'aptitude.

La trame type du contrat de service système est publiée dans la documentation technique de référence.

6. REFERENCES AUTRES QUE REGLEMENTAIRES

- [i] ENTSO-E RGCE Operation Handbook – Policy 1 « Load-Frequency Control and Performance » + Appendix 1 « Load-Frequency Control and Performance »
(<https://www.entsoe.eu/index.php?id=57>)

⁷ Ce contrat traite également les modalités de participation des producteurs au réglage de la tension.

- [ii] « Mémento de la sûreté du système électrique », document consultable et téléchargeable sur le site internet de RTE :

http://www.rte-france.com/uploads/media/pdf_zip/publications-annuelles/memento_surete_2004_complet_.pdf

- [iii] Trame de contrat de participation aux services système – Publiée dans la documentation technique de référence sur le site internet de RTE :

http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_producteurs/mediatheque_client/offre.jsp

- [iv] Mécanisme d'Ajustement :

http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_producteurs/services_clients/service_ma.jsp

Documentation Technique de Référence

Chapitre 4 – Contribution des utilisateurs aux performances du RPT

Article 4.2.1 – Réglage de la tension et capacités constructives en puissance réactive des installations de production

Document valide pour la période du 22 avril 2011 à ce jour

28 [pages](#)

Chapitre 4 – Contribution des utilisateurs aux performances du RPT

Article 4.2.1 – Réglage de la tension et capacités constructives en puissance réactive
des installations de production

Utilisateurs concernés : producteur.

1. RAPPEL DES EXIGENCES REGLEMENTAIRES.....	4
2. ENJEUX POUR LE SYSTEME ET LES UTILISATEURS	4
3. PRINCIPES DU REGLAGE DE LA TENSION	5
4. CONTRIBUTION DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION AU REGLAGE DE TENSION	6
4.1 Capacités constructives en puissance réactive - diagramme [U, Q].....	6
4.2 Le réglage primaire de tension.....	10
4.3 Le réglage secondaire de tension.....	10
4.3.1 Le RST	11
4.3.2 Le RSCT.....	11
5. MISE EN ŒUVRE DES EXIGENCES PAR LES PRODUCTEURS.....	12
5.1 Installations nouvelles – capacités constructives de référence	12
5.1.1 Choix de la tension de dimensionnement U_{dim}	12
5.1.2 Transformateur de groupe	13
5.1.3 Diagramme [U, Q] de l'installation.....	13
5.1.4 Choix du type de réglage primaire de tension	15
5.1.5 Capacités constructives à participer au réglage secondaire de la tension (RST ou RSCT).....	16
5.2 Installations existantes	16
5.3 Participation au service système U/Q (Réglages de la tension)	17
6. REFERENCES AUTRES QUE REGLEMENTAIRES.....	18
ANNEXE 1 : SPECIFICATIONS FONCTIONNELLES DE L'APR.....	19
Performances de l'Asservissement de Puissance Réactive du RST (APR)	19
Mise en service de l'APR.....	19
Découplage programmé du groupe en RST	20
Atteinte des limites du domaine normal de fonctionnement du groupe	20
Anomalie de fonctionnement et disponibilité de l'APR.....	20
ANNEXE 2 : SPECIFICATIONS FONCTIONNELLES DU MODULE D'INTERFACE RSCT.....	23
1. Fonctionnalités :	23

Chapitre 4 – Contribution des utilisateurs aux performances du RPT

Article 4.2.1 – Réglage de la tension et capacités constructives en puissance réactive
des installations de production

2. Elaboration des téléinformations	23
2.1. TM de groupe	23
2.2. TS de groupe	24
3. Réception des commandes	24
3.1. Commande ΔU_c	24
3.2. Suivi de l'application de la commande ΔU_c	25
4. Synchronisation	25
5. Dispositif « Correction U_c »	26
6. IHM d'exploitation	26
7. Traitements	26
7.1. Traitement de la commande ΔU_c	26
7.2. Atteinte des limites de fonctionnement du groupe de production :	27
7.3. Disponibilité	28
7.4. Contraintes	28

Chapitre 4 – Contribution des utilisateurs aux performances du RPT**Article 4.2.1 – Réglage de la tension et capacités constructives en puissance réactive des installations de production****1. RAPPEL DES EXIGENCES REGLEMENTAIRES**

- Articles 5 et 9 du décret 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement au réseau public de transport d'électricité [1].
- Articles 3, 11, 12, 13 et 32 de l'arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'une installation de production d'énergie électrique [2].

2. ENJEUX POUR LE SYSTEME ET LES UTILISATEURS

Au même titre que la fréquence, la tension est une caractéristique fondamentale des réseaux électriques.

De nombreux facteurs font fluctuer la tension : les variations lentes généralisées sont liées aux cycles d'évolution saisonnière, hebdomadaire et quotidienne de la consommation alors que les variations plus rapides et locales sont liées aux fluctuations aléatoires des consommations, aux changements de topologie du réseau, aux déclenchements d'ouvrages de transport ou de groupes de production. Sans action de la part de RTE, la tension serait plutôt basse aux heures de pointe et haute aux heures creuses.

La tenue de la tension est aussi une composante essentielle de la sûreté de fonctionnement du système électrique. Les tensions basses peuvent mettre des lignes en surcharge. Elles peuvent provoquer le déclenchement des installations de productions et être à l'origine d'un effondrement généralisé tels que ceux qu'ont connu la Belgique en 1982 et l'Ouest de la France et le Japon en 1987. Par ailleurs, les tensions hautes causent le vieillissement prématuré de certains équipements de réseau tels que les transformateurs et peuvent conduire à leur destruction.

Le maintien de la tension dans des plages prédéfinies est aussi essentiel pour le bon fonctionnement des récepteurs et des générateurs des utilisateurs du RPT qui, pour la plupart, ne peuvent accepter de façon durable une tension de livraison s'écartant notablement de leur tension assignée (la tolérance est usuellement de l'ordre de $\pm 10\%$). C'est pourquoi, en situation normale d'exploitation, la tension sur le RPT doit être tenue dans les plages de tensions dites « normales », indiquées à l'article 3.1 de la DTR. Le non-respect de ces plages peut conduire au déclenchement des protections dans les installations des utilisateurs ou, le cas échéant, y provoquer des dysfonctionnements et des détériorations.

Chapitre 4 – Contribution des utilisateurs aux performances du RPT**Article 4.2.1 – Réglage de la tension et capacités constructives en puissance réactive des installations de production****3. PRINCIPES DU REGLAGE DE LA TENSION ¹**

Pour faire face aux enjeux précédents, RTE applique pour la gestion de la tension sur le RPT une stratégie qui s'articule autour de deux axes principaux :

- Rechercher une exploitation à tension haute au niveau des installations de production localisée sur le réseau amont, notamment en 400 kV, en préservant leur capacité de fourniture de puissance réactive pour les besoins du réglage dynamique de la tension et surtout pour la réponse aux aléas de conduite et aux incidents,
- Limiter autant que possible les chutes de tension sur le réseau aval en minimisant les flux de puissance réactive circulant sur le RPT grâce à des moyens de compensation statique répartis sur le réseau et au plus près des charges.

L'application de cette stratégie nécessite d'effectuer au préalable des études de tension pour déterminer, compte tenu de la topologie du réseau et de la localisation des sources, « la tension cible » à chaque nœud du réseau. Or, la répartition de la tension dans un réseau maillé ne peut s'appréhender que par des études complexes mettant en œuvre la modélisation de parties étendues de ce réseau. Ces modélisations permettent de déterminer un plan de tension cible qui se traduit, en chaque nœud, par des plages de tension que RTE cherchera à réaliser en schéma normal d'exploitation et lors de certains schémas dégradés.

Dans la pratique, si la tension des sources est tenue dans une plage étroite, ce qui est généralement le cas hors situation d'écroulement, le respect du plan de tension résulte de la maîtrise des flux de la puissance réactive sur le réseau aval. En effet, on démontre aisément¹ que dans un réseau dimensionné pour alimenter les charges avec de faibles pertes, les chutes de tension occasionnées par le transit de la puissance réactive deviennent rapidement prépondérantes à celles dont l'origine est liée au transit de la puissance active. Une exploitation efficace du réseau implique nécessairement de minimiser les transits de puissance réactive et de compenser les charges au plus près de leur localisation, ce qui a pour effet de minimiser les pertes et de maximiser la capacité de transit de puissance active.

Compte tenu de ces considérations, RTE articule la maîtrise de la tension sur le RPT autour de quatre types d'actions complémentaires :

1. La maîtrise des tensions des sources en imposant aux installations de production de mettre à sa disposition leurs capacités de réglage de la tension. Ces capacités sont utilisées principalement pour assurer le réglage dynamique fin et rapide de la tension et, dans la mesure du possible, pour compenser la puissance réactive appelée par le réseau et par les charges.
2. La détermination des schémas d'exploitation les plus pertinents pour assurer les transits de puissance à tension tenue en schéma normal et en cas de certains aléas (N-1, N-k) qui doivent être respectés conformément aux règles d'exploitation du RPT.

¹ Pour plus de détails se référer au A.1.3 du « Mémento de la sûreté du système électrique » [i] édité par RTE

Chapitre 4 – Contribution des utilisateurs aux performances du RPT**Article 4.2.1 – Réglage de la tension et capacités constructives en puissance réactive des installations de production**

3. L'installation sur le RPT de dispositifs de compensation de la puissance réactive et de régleurs en charge sur les transformateurs, destinés à assurer, en tant que possible, le découplage des tensions entre les différents niveaux (HTB1, HTB2 et HTB3).
4. L'incitation des consommateurs et des distributeurs à installer, au plus près de leurs charges, des moyens de compensation passifs de la puissance réactive (condensateurs le plus souvent et bobines d'inductance dans certains cas) et à exploiter efficacement les capacités en puissance réactive des installations de production à leur disposition.

4. CONTRIBUTION DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION AU REGLAGE DE TENSION

4.1 CAPACITES CONSTRUCTIVES EN PUISSANCE REACTIVE - DIAGRAMME [U, Q]

Le réglage de la tension ne peut être réalisé que dans les limites constructives des unités de production. Dans le cas des alternateurs synchrones qui équipent la majorité des unités de production raccordées en HTB, ces limites correspondent à diverses contraintes physiques et dépendent des caractéristiques du transformateur de groupe. Ces contraintes physiques sont notamment :

- l'intensité maximale stator (LIS : Limite d'Intensité Stator),
- l'intensité maximale rotor (LIR : Limite d'Intensité Rotor),
- la limite de surexcitation (OEL : Over Excitation Limit)
- l'angle interne maximal (LAI : Limite d'Angle Interne),
- la limite de sous-excitation (UEL : Under Excitation Limit)
- les tensions stator minimale et maximale admissibles en régime permanent,
- la limite d'induction U/f ,
- ...

Elles induisent des limitations de fourniture et d'absorption de puissance réactive qui délimitent les différents diagrammes $[U, Q]=f(P)^2$ de l'installation. Ces diagrammes décrivent donc le domaine dans lequel l'installation de production peut participer au réglage de la tension. Les points de fonctionnement situés à l'intérieur de ces diagrammes sont autorisés sans limitation de durée. Les points situés en dehors de ces diagrammes sont qualifiés de fonctionnement exceptionnel dans lesquels l'alternateur ne peut rester que pour des durées limitées, au risque de détériorations matérielles possibles.

La forme de ce domaine et ses dimensions dépendent de la structure de l'installation et des caractéristiques des générateurs qui la composent (représentées par leur diagramme $[P_g, Q_g]$ à

² En effet, les diagrammes $[U, Q]$ d'une installation dépendent de la puissance active fournie. Par exemple, pour un alternateur synchrone, en général, la puissance réactive fournie maximale est d'autant plus importante que la puissance active est d'autant moins importante. Au contraire, dans le cas de générateurs éoliens et sans options particulières, la fourniture maximale de puissance réactive diminue avec la puissance active.

Chapitre 4 – Contribution des utilisateurs aux performances du RPT

Article 4.2.1 – Réglage de la tension et capacités constructives en puissance réactive des installations de production

U_g donné). Dans le cas le plus fréquent, celui de l'alternateur synchrone, les diagrammes $[U, Q]$ sont, comme explicité dans le paragraphe suivant, assimilables à un trapèze. D'autres formes de domaine peuvent toutefois se rencontrer avec d'autres types de générateurs ou lorsque l'installation regroupe plusieurs alternateurs de caractéristiques différentes.

De façon constructive, un alternateur synchrone dont la tension nominale est U_{gn} peut, selon la figure 1-b, couvrir un domaine de fonctionnement qui s'étend entre une tension haute $U_{g(+)}$ et une tension basse $U_{g(-)}$ en variant sa puissance réactive entre une valeur maximale d'absorption $Q_{g(-)}$ et une valeur maximale de fourniture $Q_{g(+)}$, ceci à une puissance active donnée.

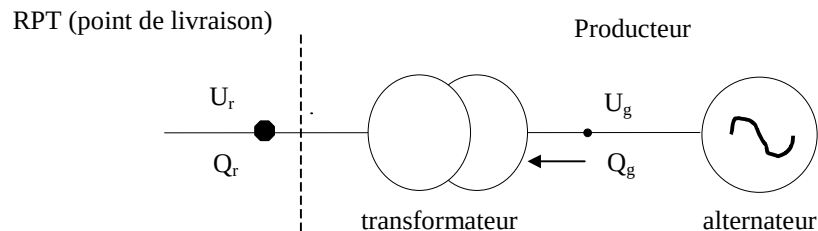


Figure 1-a

Chapitre 4 – Contribution des utilisateurs aux performances du RPT

Article 4.2.1 – Réglage de la tension et capacités constructives en puissance réactive des installations de production

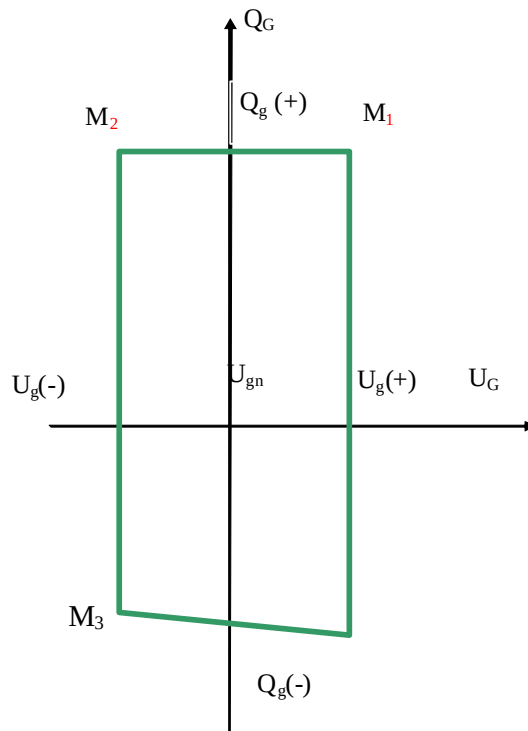


Figure 1-b

Sous l'effet de la chute de tension induite dans le transformateur du groupe, le diagramme $[U, Q]$ à P donnée transposé au point de livraison s'incline avec une pente approximativement proportionnelle à l'impédance de court-circuit du transformateur, et conduit in fine à un diagramme en forme de trapèze selon la figure 1-c ci-dessous.

Chapitre 4 – Contribution des utilisateurs aux performances du RPT

Article 4.2.1 – Réglage de la tension et capacités constructives en puissance réactive des installations de production

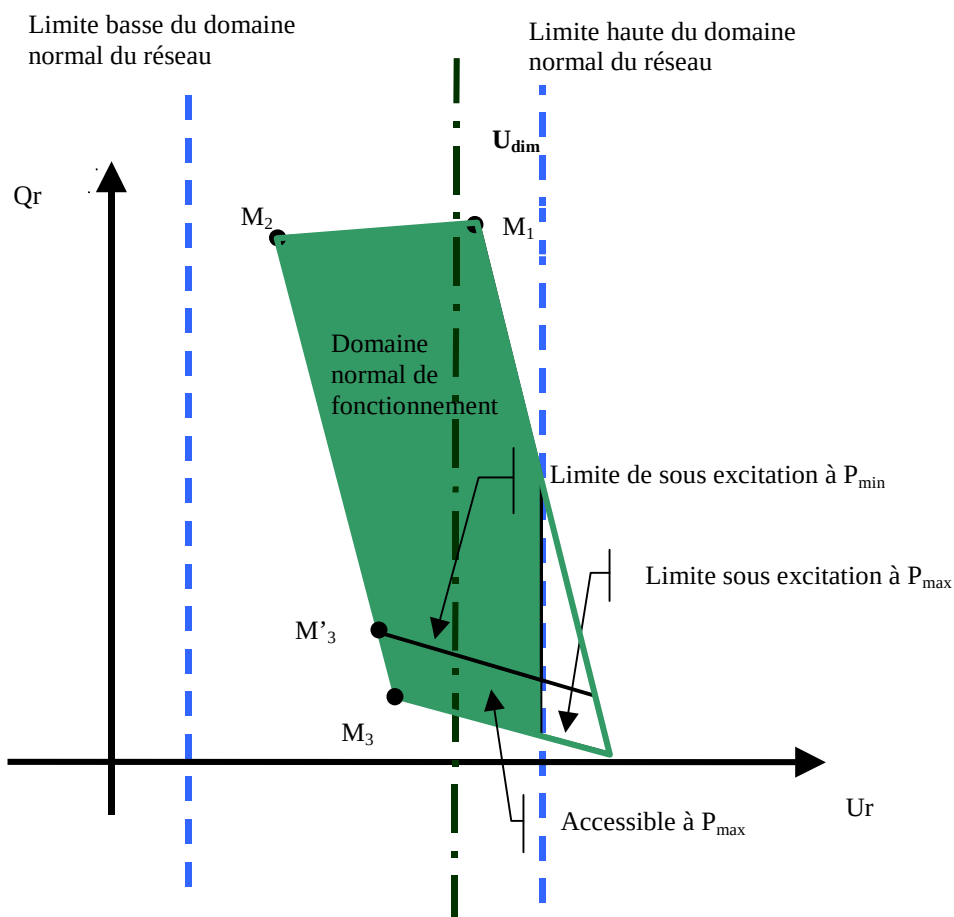


Figure 1-c

La capacité de réglage effectif de l'alternateur dépend aussi du positionnement de son diagramme $[U, Q]$ dans le plan de tension du réseau au point de livraison. Ce positionnement s'obtient par la fixation du rapport de transformation du transformateur de groupe. Le nombre de spires doit être déterminé de façon à ce que le point de fourniture maximale à tension haute M_1 soit accessible pour une valeur donnée U_{dim} de la tension au point de livraison. Cette valeur est normalement fournie par RTE dans le but d'optimiser la capacité de réglage de la tension compte tenu de l'impact souhaité du groupe sur le plan de tension local.

La figure 1-c montre un exemple de positionnement du diagramme $[U, Q]$. On peut noter, comme dans cet exemple, qu'une partie du diagramme peut se retrouver au-delà de la limite haute du domaine normal du réseau. Cette zone accessible à l'alternateur sera toutefois exclue de son domaine de fonctionnement normal du fait qu'elle correspond à un niveau de tension exceptionnel au point de livraison, donc une surtension sur le secondaire du transformateur.

Chapitre 4 – Contribution des utilisateurs aux performances du RPT

Article 4.2.1 – Réglage de la tension et capacités constructives en puissance réactive des installations de production

4.2 LE REGLAGE PRIMAIRE DE TENSION

Les installations de production qui contribuent au réglage primaire de la tension doivent, d'une part, disposer de la capacité constructive de fourniture et d'absorption de puissance réactive nécessaire, et d'autre part, être équipées d'un régulateur primaire de tension qui asservit automatiquement des grandeurs locales (tension et/ou puissance réactive) à des valeurs de consigne par action sur la tension d'excitation de l'alternateur.

Le réglage primaire de la tension peut être de l'un des trois types suivants :

- **Type 1** - réglage à puissance réactive constante au point de livraison.

On réserve généralement ce type de réglage aux installations de production raccordées dans des réseaux d'usine à un niveau de tension inférieur à celui du jeu de barres où se situe le point de livraison au RPT. Le plus souvent, RTE se contente d'un réglage à réactif constant (ou à tangente φ constante) au niveau du point de connexion du groupe plutôt qu'au point de livraison de l'installation.

La consigne de ce réglage est fixée par RTE en concertation avec le producteur compte tenu des contraintes internes du producteur et du réseau local.

- **Type 2** - réglage de la tension au point de livraison U_{PDL} à une valeur $U_{PDLcons}$ variant linéairement en fonction de la puissance réactive Q avec une pente ajustable λ définie par la relation :

$$(U_{PDL}/U_n) + \lambda * Q / \Delta Q_{max} = \text{consigne} = (U_{PDLcons}/U_n) + \lambda * Q_{cons} / \Delta Q_{max}$$
 où ΔQ_{max} désigne la plage de réglage de puissance réactive, entre absorption et fourniture.

Ce type de réglage est utilisé pour certaines installations directement raccordées au RPT, notamment les parcs éoliens, et pour certaines installations raccordées dans des réseaux d'usine à proximité électrique du point de livraison et au même niveau de tension, notamment les cogénérations.

- **Type 3** - réglage de la tension aux bornes du stator du groupe selon une consigne. Cette consigne peut-être asservie aux ordres provenant du réglage secondaire de la tension émis par RTE, dans le cas des installations participant à ce service.

Ce réglage est particulièrement préconisé pour les installations de production qui sont asservies au réglage secondaire de tension (RST ou RSCT).

4.3 LE REGLAGE SECONDAIRE DE TENSION

Afin d'accroître l'efficacité du réglage primaire et de coordonner l'action des alternateurs pour un réglage plus global de la tension, certains groupes, appelés « groupes réglants », peuvent participer au réglage secondaire de la tension qui agit de façon automatique et coordonnée sur la consigne du régulateur primaire de tension de ces groupes.

Chapitre 4 – Contribution des utilisateurs aux performances du RPT

Article 4.2.1 – Réglage de la tension et capacités constructives en puissance réactive des installations de production

Il existe deux types de réglage secondaire de la tension : le RST (Réglage Secondaire de Tension) et le RSCT (Réglage Secondaire Coordonné de Tension).

En exploitation, la participation au réglage secondaire est déterminée par RTE en fonction des critères suivants :

- Proximité électrique de l'installation par rapport à un point pilote déjà existant,
- Intérêt de créer un nouveau point pilote en cas de point pilote non proche,
- Capacités réactives de l'installation pour modifier la tension du point pilote proche,
- Capacités réactives des groupes déjà raccordés et asservis au réglage secondaire du point pilote proche.

4.3.1 Le RST

Son principe consiste à organiser le réseau en « zones » de réglage, et à réguler la tension d'un point particulier de chaque zone, appelé « point pilote ». Celui-ci est choisi de façon à ce que sa tension soit représentative de celle de l'ensemble de la zone.

Un dispositif centralisé situé au centre de conduite régional de RTE élabore pour chaque zone de réglage un signal de commande K, appelé niveau. Pour chaque zone, le niveau K correspondant est envoyé à l'ensemble des groupes réglants de la zone. Il est transformé localement en variations de tension de consigne, appliquées au régulateur primaire de tension. Ce niveau K est déterminé par l'équation suivante :

$$K = \alpha \cdot \int \frac{V_c - V_p}{V_n} \cdot dt + \beta \cdot \frac{V_c - V'_p}{V_n} \quad \text{avec :}$$

V_c [kV] = tension de consigne de la zone,

V_p [kV] = tension mesurée du point pilote (échantillonnage toutes les 10 s),

V'_p [kV] = tension mesurée du point pilote après filtrage sur trois échantillons de mesure successifs,

V_n [kV] = tension nominale du point pilote,

α, β = gains, respectivement intégral et proportionnel du régulateur.

RTE envisage de remplacer le RST actuel par un réglage secondaire de tension qui enverrait directement aux groupes une télécommande individualisée en $\Delta U_{\text{consigne}}$.

4.3.2 Le RSCT

Comme l'évolution du système électrique a accentué les interactions entre zones RST, ceci a conduit à développer un nouveau système, le RSCT, capable de tenir compte de ces interactions et basé sur un fonctionnement différent de celui du RST. Le RSCT est installé

Chapitre 4 – Contribution des utilisateurs aux performances du RPT**Article 4.2.1 – Réglage de la tension et capacités constructives en puissance réactive des installations de production**

actuellement uniquement dans la région Ouest, particulièrement sensible aux problèmes de tension.

Le RSCT permet d'ajuster le plan de tension globalement sur toute une région en asservissant les tensions d'un ensemble de points pilotes (et non localement sur un seul point pilote comme dans le cas du RST) à des valeurs de consigne.

Le RSCT calcule directement et individuellement les variations de tension de consigne, $\Delta U_{\text{consigne}}$, à appliquer à chaque régulateur primaire de tension des groupes, en prenant en compte (et en réactualisant) les contraintes du réseau et des groupes.

L'algorithme utilisé dans le RSCT est un algorithme de minimisation d'une fonction quadratique faisant intervenir notamment :

- les écarts entre les tensions aux points pilotes et les références de tension de ces points,
- les écarts entre la puissance réactive produite ou absorbée par les groupes et les références de puissance réactive de ces groupes,
- les écarts entre les tensions stator et leurs références,

tout en respectant :

- les limites des diagrammes de fonctionnements des groupes en régime normal,
- les limites en tension sur un ensemble de points de la région,
- et les possibilités de variations des consignes des régulateurs primaires des groupes.

5. MISE EN ŒUVRE DES EXIGENCES PAR LES PRODUCTEURS

La participation d'un producteur au réglage de la tension correspond à une action locale de chacune de ses installations. Chaque installation doit avoir une capacité de réglage individuelle qu'elle met en œuvre dans les conditions prévues par ses conventions de raccordement et d'exploitation.

5.1 INSTALLATIONS NOUVELLES – CAPACITES CONSTRUCTIVES DE REFERENCE

La capacité constructive de participation est demandée à toute nouvelle installation de production qui sollicite un raccordement en HTB est définie à l'article 11 de l'arrêté du 23 avril 2008. Conformément à l'article 32 de cet arrêté, les conditions de mobilisation et de restitution de la puissance réactive constituant cette capacité doivent être précisées dans le contrat de services système du producteur.

5.1.1 Choix de la tension de dimensionnement U_{dim}

RTE définit en concertation avec le producteur une tension théorique, U_{dim} , destinée à positionner le domaine de fonctionnement de l'installation dans le plan $[U, Q]$ de façon à répondre aux besoins locaux du RPT en réglage de la tension. De ce positionnement du domaine de fonctionnement, le producteur déduit la valeur de la prise nominale du

Chapitre 4 – Contribution des utilisateurs aux performances du RPT

Article 4.2.1 – Réglage de la tension et capacités constructives en puissance réactive des installations de production

transformateur de son installation. Les autres prises sont définies en accord avec RTE relativement à la prise nominale.

Conformément à l'article 5 de l'arrêté du 23 avril 2008, la valeur de U_{dim} doit appartenir à la plage normale du domaine de tension de raccordement de l'installation de production. En règle générale, U_{dim} sera choisie égale à 405 kV pour les installations raccordées en HTB3, à 235 kV pour celles raccordées en HTB2 et à la tension moyenne du point de livraison pour celles raccordées en HTB1. Des valeurs différentes sont retenues dans les cas où RTE souhaite modifier le plan de tension de la zone et que l'installation est suffisamment puissante pour impacter significativement la situation préexistante.

5.1.2 Transformateur de groupe

Pour satisfaire les évolutions des besoins du réseau, le transformateur de groupe doit comporter, au minimum, trois prises à vide si l'installation est raccordée en HTB2 ou HTB3 et cinq prises si elle est raccordée en HTB1. Les valeurs de ces prises (rapports de transformation correspondants) sont définies par rapport à celle de la prise nominale déduite, elle, de la tension de dimensionnement U_{dim} .

Si un producteur souhaite utiliser un transformateur avec changeur de prise en charge, RTE et le producteur doivent convenir de la plage de variation du rapport de transformation ainsi que des critères d'entrée en action du changeur de prises.

5.1.3 Diagramme [U, Q] de l'installation

L'installation doit respecter les prescriptions de l'article 11 de l'arrêté du 23 avril 2008. A ce titre, son diagramme [U, Q], défini conformément au §4.1, doit couvrir, *a minima*, la surface grisée de la figure 2, désignée « Domaine minimal de fonctionnement » et obtenue graphiquement par l'intersection du trapèze A,B,C,D avec les limites haute et basse du domaine normal de la tension au point de livraison.

Les coordonnées des points A,B,C,D sont définies ainsi :

	U	Q/ P_{max}	
		à P_{max}	à P_{min}
A, A'	U_{dim}	0,32	0,3
B	$0,9 U_{dim}$	0,3	0,3
C, C'	U_{dim}	-0,35	-0,28
D, D'	$1,1 U_{dim}$	< -0,35	< -0,28

Dans le cas d'un transformateur sans changeur de prise en charge, les points précédents doivent être atteints avec une seule et même prise du transformateur (prise nominale *a priori*).

Chapitre 4 – Contribution des utilisateurs aux performances du RPT

Article 4.2.1 – Réglage de la tension et capacités constructives en puissance réactive des installations de production

On note qu'en régime normal de fonctionnement :

- Les points (A et C) doivent être accessibles à $P_{\max}$
- Les points (A' et C') doivent être accessibles pour toute valeur de $P > P_{\min}$.
- Les points (B et D) sont accessibles à $P_{\max}$ lorsqu'ils sont localisés à l'intérieur de la plage normale de la tension.
- Les points (B et D') sont accessibles à $P_{\min}$ lorsqu'ils sont localisés à l'intérieur de la plage normale de la tension.

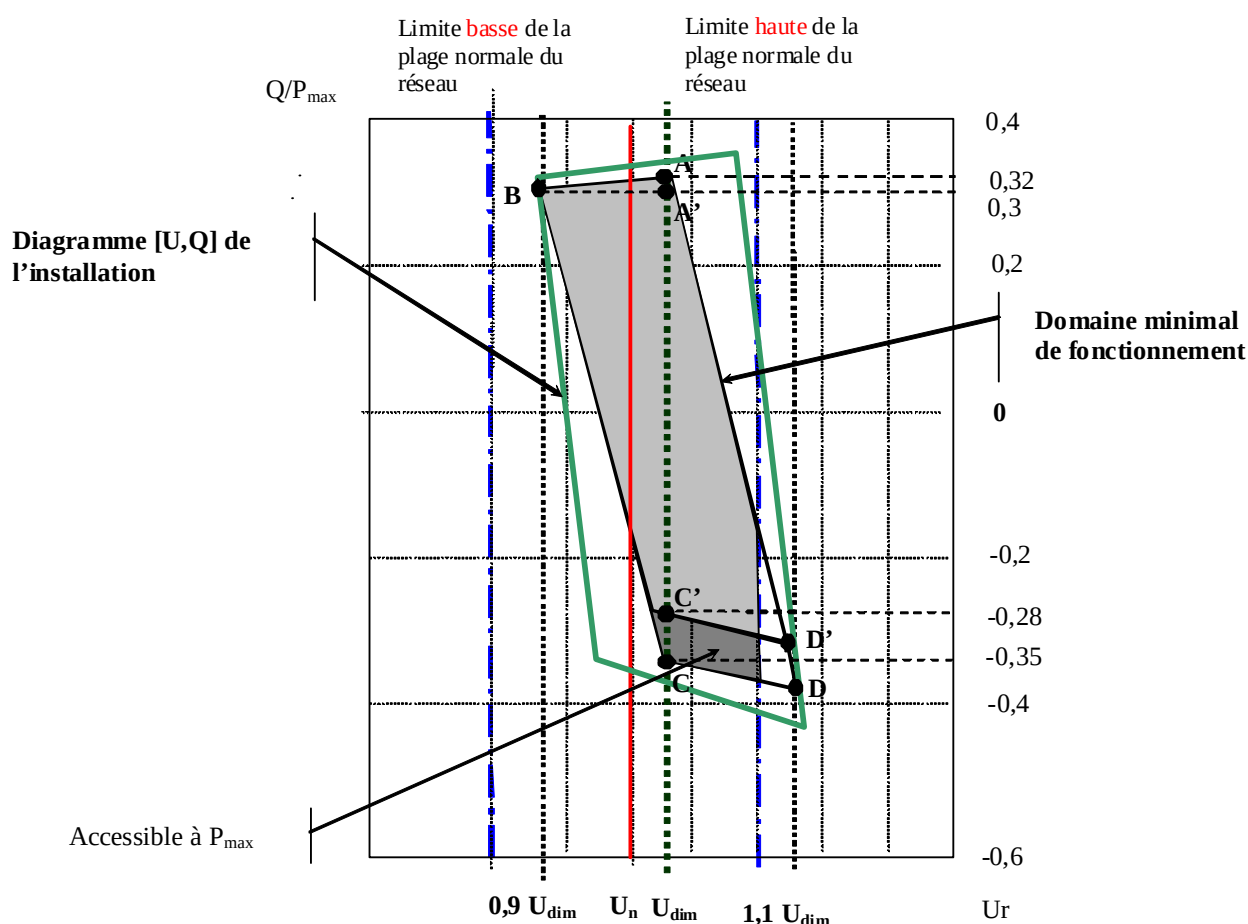


Figure 2

La figure 2 schématise un cas où le diagramme [U, Q] de l'installation permet d'inscrire le domaine de fonctionnement minimal et respecte par conséquent la prescription ci-dessus.

Dans certaines situations, notamment lorsque l'installation est raccordée sur une antenne longue, RTE peut demander que la position dans le plan [U, Q] de l'ensemble des points A, B, C, D précédents soit translatée verticalement dans le sens de la fourniture (vers le haut selon la figure 2). En tout état de cause le décalage demandé selon l'axe $Q/P_{\max}$ doit rester inférieur à 0,13.

Chapitre 4 – Contribution des utilisateurs aux performances du RPT**Article 4.2.1 – Réglage de la tension et capacités constructives en puissance réactive des installations de production**

Si l'installation comporte plusieurs groupes, et s'ils ne sont pas tous démarrés, les valeurs de puissance réactive indiquées ci-dessus sont réduites dans le rapport entre la puissance maximale des groupes démarrés et la puissance $P_{\max}$ de l'installation.

Le producteur doit communiquer à RTE les diagrammes [U, Q] de son installation à $P_{\max}$ et $P_{\min}$ et pour toutes autres situations particulières de fonctionnement prévues précisées par RTE. En particulier, si l'installation est sensible à la température d'une source de refroidissement les diagrammes seront déclinés pour les valeurs extrêmes, min et max, prévisibles du vecteur de refroidissement.

De même, si l'installation est constituée de plusieurs unités de production et que son diagramme [U, Q] est susceptible de changer en fonction des unités en fonctionnement, le producteur doit communiquer à RTE les diagrammes correspondant aux configurations de fonctionnement prévisibles, ou à défaut celui de chaque unité indépendamment l'une de l'autre.

Lorsque plusieurs alternateurs sont raccordés au RPT à travers un transformateur unique, le producteur doit, à la demande de RTE, communiquer également le diagramme [U, Q] aux bornes de chaque alternateur (cf. figure 1-b).

Les diagrammes [U, Q] de l'installation déterminent sa capacité constructive à contribuer au réglage de la tension du RPT. Ils sont inclus dans sa convention d'engagement de performances. RTE peut solliciter de l'installation de fonctionner en tout point de ces diagrammes dans les conditions prévues dans les contrats.

5.1.4 Choix du type de réglage primaire de tension

Conformément à l'article 13 I. de l'arrêté 23 avril 2008, le producteur doit équiper son installation d'un régulateur primaire de tension capable d'exécuter le type de réglage spécifié par RTE, parmi les trois types décrits au §4.2.

RTE informe le producteur du type de régulation demandée et lui définit les performances à avoir.

Quel que soit le type de régulation demandée, elle doit avoir les performances suivantes :

- La régulation doit être possible sur la totalité du domaine couvert par le diagramme [U, Q] de l'installation. Le cas échéant, si une partie du diagramme se situe en dehors du domaine normal de tension du point de livraison, la zone correspondante doit être accessible au régulateur pour des durées limitées.
- Les paramètres du régulateur doivent être modifiables à la demande de RTE en fonction des besoins de l'exploitation selon les modalités prévues dans la convention d'exploitation conduite, et dans la limite des spécifications contenues dans la convention engagement de performances.
- La dynamique du réglage doit être telle que, en réponse à un échelon de la grandeur d'entrée du régulateur, la grandeur de sortie atteint en moins de 10 secondes sa valeur de

Chapitre 4 – Contribution des utilisateurs aux performances du RPT

Article 4.2.1 – Réglage de la tension et capacités constructives en puissance réactive des installations de production

consigne à $\pm 5 \%$ près de l'étendue de la variation induite. Cette dynamique doit être vérifiable par un test dans les conditions prescrites par le contrôle des performances.

- En régime établi, la précision du réglage doit être inférieure à 0,2 % de la consigne programmée du régulateur.

5.1.5 Capacités constructives à participer au réglage secondaire de la tension (RST ou RSCT)

Conformément à l'article 13 II. de l'arrêté du 23 avril 2008, toute installation de production raccordée aux réseaux de tension nominale HTB2 et HTB3 doit être capable de participer au réglage secondaire de tension (RST ou RSCT) (cf. §4.3.). A ce titre, elle doit être capable d'ajuster de façon automatique la consigne de sa régulation primaire de tension en fonction des ordres de conduite envoyés par RTE. Toute installation participant au réglage secondaire de la tension doit donc disposer d'une liaison au système de télé-conduite du RPT et être équipée d'un dispositif d'échange d'informations et de traitement des ordres.

Notamment, pour les installations asservies au RST, chaque groupe doit posséder un équipement, qui transforme le niveau K reçu du centre régional de conduite de RTE en modification de la consigne du régulateur primaire de tension U_{consigne} . Ce niveau est traité par le dispositif d'Asservissement de la Puissance Réactive (APR) qui réalise la fonction suivante :

$$Q_{\text{stator}} = K \cdot Q_r^3$$

avec,

Q_{stator} [Mvar] = puissance réactive au stator de chaque groupe.

Q_r [Mvar] = facteur de participation propre à chaque groupe, réglable à partir de 0,5 fois Q_n jusqu'à $Q_{\text{stator max}}$ (*a priori* atteint à P_{min}).

Contrairement au RST, le RSCT peut fonctionner sans qu'existe au niveau de chaque groupe une fonction APR, puisque chaque groupe reçoit de la part de RTE un $\Delta U_{\text{consigne}}$ individualisé.

Les spécifications fonctionnelles détaillées de l'APR ainsi que celles du module d'interface du RSCT sont présentées en annexe de ce chapitre.

5.2 INSTALLATIONS EXISTANTES

Les installations déjà raccordées conformément aux arrêtés du 30 décembre 1999 ou du 4 juillet 2003 doivent avoir les capacités constructives prévues par ces textes et qui sont comparables à celles de l'arrêté du 23 avril 2008. Sauf précision différente dans la convention

³ Dans certains cas, pour tenir compte de l'éloignement du groupe par rapport au point pilote, on pourra ajouter un terme Q_0 , soit $Q_{\text{stator}} = KQ_r + Q_0$

Chapitre 4 – Contribution des utilisateurs aux performances du RPT**Article 4.2.1 – Réglage de la tension et capacités constructives en puissance réactive des installations de production**

de raccordement, ces installations doivent disposer des capacités constructives de réglage prévues au §5.1 ci-dessus.

Les installations de production raccordées antérieurement à la date d'application de l'arrêté du 30 décembre 1999, ou de l'arrêté du 4 juillet 2003 si leur puissance est supérieure à 120 MW, doivent avoir les capacités constructives déclarées par les producteurs dans leur convention de raccordement et/ou dans leur contrat de participation aux services système. A défaut, à la demande de RTE, elles font l'objet d'une déclaration destinée à l'établissement d'une telle convention sur la base de leurs performances existantes. Les diagrammes [U, Q] de l'installation déterminent sa capacité constructive à contribuer au réglage de la tension du RPT. Ils sont inclus dans sa convention de raccordement. RTE peut solliciter de l'installation de fonctionner en tout point de ces diagrammes dans les conditions prévues dans les contrats.

Les installations qui doivent être modifiées doivent respecter les exigences suivantes :

- Si la puissance augmente de plus de 10 % de $P_{\max}$ et de moins de 50 % de $P_{\max}$, seule la partie nouvelle ou modifiée doit être conforme aux dispositions du §5.1,
- Si la puissance augmente de plus que 50 % de $P_{\max}$, la totalité de l'installation doit être conforme aux dispositions du §5.1,
- Si des groupes de production sont remplacés, les nouveaux groupes doivent être conformes aux dispositions du §5.1.
- Dans tous les autres cas de figures les groupes non-modifiés doivent préserver leurs performances antérieures déclarées.

La mise en œuvre du réglage primaire et secondaire de la tension doit se faire dans les conditions de performances décrites dans le §5.1. Tout écart résultant d'une limitation technique dont l'origine est la capacité constructive initiale, est précisé dans la convention de raccordement de l'installation.

5.3 PARTICIPATION AU SERVICE SYSTEME U/Q (REGLAGES DE LA TENSION)

Pour assurer la disponibilité du réglage de tension nécessaire à l'exploitation du système électrique français, RTE met à contribution toutes les installations de production démarrées. La contribution de chaque installation dépend des conditions locales du RPT. Elle est limitée pour chaque installation à sa capacité constructive déclarée dans sa convention de raccordement.

La gestion des conditions de contributions se fait par le biais du contrat de participation aux services système. A ce titre, les installations de production font l'objet d'un contrat de participation au service système qui décline les conditions de participation au réglage de la tension conformément aux règles énoncées dans le présent chapitre de la DTR. Ce contrat précise en particulier :

Chapitre 4 – Contribution des utilisateurs aux performances du RPT**Article 4.2.1 – Réglage de la tension et capacités constructives en puissance réactive des installations de production**

- les conditions d'aptitude demandées aux groupes de production contribuant aux réglages,
- les modalités de rémunération du service de réglage⁴. Elles reposent sur la notion de tarifs, avec :
 - une part fixe destinée à couvrir les coûts fixes du Responsable de Programmation (surdimensionnement de l'alternateur et du transformateur principal), pour les groupes situés en zone sensible⁵,
 - une part variable destinée à couvrir les coûts variables du Responsable de Programmation (pertes et surcoûts de maintenance) proportionnelle à la durée de couplage au réseau,
- les conditions dans lesquelles RTE peut faire appel à un fonctionnement des installations en compensateur synchrone,
- les mécanismes de pénalités associées à un non respect des performances correspondant aux critères d'aptitude,
- les critères de constructions des diagrammes [U, Q].

6. REFERENCES AUTRES QUE REGLEMENTAIRES

[i] « Mémento de la sûreté du système électrique », document consultable et téléchargeable sur le site web de RTE : www.rte-france.com → A propos de RTE → Réseau → Sûreté du système

⁴ Seules les installations équipées de régulateur primaire de tension de type 2 et 3 sont rémunérées

⁵ Le territoire français métropolitain est divisé en deux types de zones : zones “ sensibles vis-à-vis du réactif ” et zones “ normales ” Ces zones sont déterminées par RTE.

ANNEXE 1 : SPECIFICATIONS FONCTIONNELLES DE L'APR

Performances de l'Asservissement de Puissance Réactive du RST (APR)

L'écart de réactif entre le réactif fourni par le stator (Q_{stator}) et la consigne en provenance du dispatching ($K.Q_r$) conduit à l'émission, à destination du régulateur primaire, de modifications de la consigne du régulateur primaire de tension de chaque groupe de production. Afin d'éviter des sollicitations continues de la régulation primaire, une bande d'insensibilité de la mesure de puissance réactive au stator Q_{stator} du groupe de production est tolérée. Quoiqu'il en soit, la précision globale de réglage de l'APR doit être inférieure ou égale à 2 % de S_{na} .

Le réglage primaire de tension est toujours actif, que le RST soit ou non actif.

Afin de limiter les contraintes inhérentes à toute modification trop rapide du point de fonctionnement, le producteur peut installer un dispositif limitant la vitesse de variation de la consigne de production d'énergie réactive de l'APR à 12 % de Q_n / minute sauf accord dérogatoire entre RTE et le Producteur, pour tenir compte des contraintes technologiques sur l'alternateur ou de réseau.

Les modifications de la consigne du régulateur primaire de tension par l'APR doivent respecter un découplage temporel avec la régulation primaire de tension et doivent rester cohérentes avec la récurrence de réception du niveau K, fixée à 10s. Aussi, lors d'une variation du niveau K en rampe se traduisant par une rampe de $K.Q_r$ de pente inférieure ou égale à 12 % de $Q_{n \text{ stator}}/\text{min}$, la différence entre Q_{stator} et $K.Q_r$ doit être supérieure ou égale à $dK/dt.Q_r.T_{eq \text{ inf}}$, avec $T_{eq \text{ inf}} = 15 \text{ s}$. Par ailleurs, afin d'avoir un temps de réponse suffisant, lors d'une variation du niveau K en rampe se traduisant par une rampe de $K.Q_r$ de pente inférieure ou égale à 12 % de $Q_{n \text{ stator}}/\text{min}$, la différence entre Q_{stator} et $K.Q_r$ doit être inférieure ou égale à $dK/dt.Q_r.T_{eq \text{ sup}}$, avec $T_{eq \text{ sup}} = 60 \text{ s}$, pendant au moins 80 % de la durée de la variation.

Pour les groupes dont la vitesse de variation du réactif est limitée, lors d'une variation du niveau K en rampe se traduisant par une rampe de $K.Q_r$ de pente supérieure ou égale à 12 % de $Q_{n \text{ stator}}/\text{min}$, la vitesse de variation du réactif doit être au moins égale à 12 % de $Q_{n \text{ stator}}/\text{min}$.

Mise en service de l'APR

A la mise en service de l'APR, l'APR ne fonctionne pas normalement pendant une phase transitoire durant laquelle la consigne du régulateur primaire de tension est modifiée pour faire varier le réactif Q_{stator} selon une rampe paramétrable (*a priori* 10 % de $Q_{n \text{ stator}}/\text{min}$ dans le cas général) pour rejoindre progressivement $K.Q_r$. Dès que l'écart, en valeur absolue, entre Q_{stator} et $K.Q_r$ est inférieur au max (5 % de $Q_{n \text{ stator}}$; 2 Mvar), cette phase transitoire est terminée et l'APR passe en fonctionnement normal.

Chapitre 4 – Contribution des utilisateurs aux performances du RPT**Article 4.2.1 – Réglage de la tension et capacités constructives en puissance réactive des installations de production**

Au passage du fonctionnement transitoire vers le fonctionnement normal, pour éviter un à-coup transitoire, son état interne doit être le suivant :

- En entrée de l'APR, un K équivalent de valeur Q_{stator}/Q_r avec Q_{stator} égal à la puissance réactive mesurée sur le groupe à l'instant de la mise en service de l'APR.
- En sortie de l'APR, une consigne de tension égale à la valeur de tension de consigne du régulateur primaire de tension à la mise en service de l'asservissement.

Pendant la phase transitoire durant laquelle la puissance réactive du groupe rejoint progressivement KQ_r , la télésignalisation « RST » est positionnée à l'état « RST ES ».

Découplage programmé du groupe en RST

Avant de procéder au découplage programmé du groupe en RST, la consigne de l'APR ne doit plus être égale à $K.Q_r$ et doit tendre progressivement vers 0 avec une rampe paramétrable (*a priori* 10 % de $Q_{n \text{ stator}}/\text{min}$ dans le cas général). Le découplage du groupe s'effectue dès que l'écart, en valeur absolue, entre la valeur de consigne calculée selon la rampe et 0 est inférieur au max (5 % de $Q_{n \text{ stator}}$; 2 Mvar).

Pendant la phase transitoire durant laquelle la puissance réactive du groupe tend vers 0, la télésignalisation « RST » est positionnée à l'état « RST HS ».

Atteinte des limites du domaine normal de fonctionnement du groupe

L'atteinte des limites du domaine normal de fonctionnement du groupe doit faire l'objet d'un envoi d'information à l'APR.

L'atteinte d'une limite du domaine normal de fonctionnement (tension maximale stator, tension minimale, courant maximal rotor, angle interne maximal, ...) doit bloquer toute évolution de la valeur de tension de consigne du régulateur primaire de tension U_{consigne} par l'APR qui tend à dépasser la limitation. La télésignalisation « LIMITATION » est alors positionnée à l'état « Groupe en butée de réactif » (cf. Dès que l'APR tend à élaborer une valeur de tension de consigne U_{consigne} conduisant à ne plus dépasser la limitation, cette valeur de tension de consigne est à nouveau appliquée au régulateur primaire de tension. La télésignalisation « LIMITATION » est alors positionnée à l'état « Groupe hors butée de réactif »).

L'atteinte d'une limite de fonctionnement du groupe ne doit pas entraîner la sortie du réglage secondaire de tension.

Anomalie de fonctionnement et disponibilité de l'APR

La non réception du niveau K au delà de 10 s à l'interface entre RTE et le producteur, la réception d'un niveau K invalide (signal hors plage ou indicateur d'invalidité de la TM), ou l'apparition d'un défaut ou de toute autre anomalie de fonctionnement du dispositif APR doit bloquer toute évolution de la valeur de tension de consigne du régulateur primaire de tension U_{consigne} par l'APR et faire sortir le groupe du RST. La télésignalisation « RST » doit alors être positionnée à l'état « RST HS ».

Chapitre 4 – Contribution des utilisateurs aux performances du RPT**Article 4.2.1 – Réglage de la tension et capacités constructives en puissance réactive des installations de production**

Ces dispositions précédentes s'appliquent aussi lors de la mise en service de l'APR, pendant la phase transitoire durant laquelle le groupe rejoint progressivement le K.Qr.

Toute modification manuelle de la tension de consigne du régulateur primaire du groupe doit faire sortir le groupe du RST et positionner la télésignalisation « RST » à l'état « RST HS ».

Dès le retour de la réception du niveau K ou d'un niveau Kvalide, ou dès la disparition du défaut, l'APR peut être remis en service soit automatiquement, soit après acquittement d'un opérateur. Les deux possibilités de reprise, automatique ou acquittée par opérateur, doivent être prévues constructivement, le choix entre l'un ou l'autre mode est convenu entre RTE et le producteur dans la convention d'exploitation-conduite. La mise en service en elle-même de l'APR s'effectue en appliquant les dispositions prévues au paragraphe « Mise en service de l'APR » de la présente annexe. La télésignalisation « RST » est alors positionnée à l'état « RST ES ».

Le MTBF⁶ global du dispositif APR ainsi que le délai moyen de remise en état (MTTR⁷) suite à une indisponibilité doivent être compatibles avec le contrat de fourniture des services Système.

⁶ Mean Time Between Failure ou Moyenne des Temps de Bon Fonctionnement

⁷ Mean Time To Repair ou Moyenne des Temps de Réparation

ANNEXE 2 : SPECIFICATIONS FONCTIONNELLES DU RST EN $\Delta U_{\text{CONSIGNE}}$

En plus des capacités constructives de participation au RST avec APR, les installations doivent avoir des capacités constructives leur permettant de recevoir une télécommande $\Delta U_{\text{consigne}}$, émise par le centre de conduite de RTE, à appliquer à la consigne du régulateur primaire de tension.

La commande $\Delta U_{\text{consigne}}$, reçue par chaque groupe, est constituée des informations suivantes :

- la valeur de la commande $\Delta U_{\text{consigne}}$ exprimée en centième de kV, (qui viendra s'ajouter à la valeur courante de U_{consigne} en entrée du régulateur primaire)
- l'horodate d'émission depuis le centre de conduite de RTE (exprimée en dixième de secondes) de la commande $\Delta U_{\text{consigne}}$, et sa validité.

Chaque commande $\Delta U_{\text{consigne}}$ est transmise toutes les 10 s vers l'installation.

Des spécifications plus précises seront fournies ultérieurement par RTE et devront faire l'objet d'un accord avec les producteurs avant leurs mises en œuvre.

ANNEXE 3 : SPECIFICATIONS FONCTIONNELLES DU MODULE D'INTERFACE RSCT

1. FONCTIONNALITES :

Afin de pouvoir assurer ce réglage, le dispositif mis en place sur le groupe doit permettre :

- d'ajuster la tension de consigne du régulateur primaire (dispositif « Correction U_c »)
- de sélectionner l'un des 2 modes de régulation : RSCT ou commande locale (via une IHM d'utilisation)
- via un Equipement de Téléconduite Locale (ETL)
 - de synchroniser les mesures et l'application de la commande avec la référence horaire du RSCT du centre de conduite régional RTE,
 - de recevoir la commande d'ajustement de la consigne ΔU_c et de contrôler son application synchronisée,
 - d'acquérir les télémesures (TM) synchronisées du groupe,
 - d'acquérir les télésignalisations (TS) du groupe et de l'IHM,
 - de transmettre ces téléinformations vers le centre de conduite RTE.

2. ELABORATION DES TELEINFORMATIONS

2.1. TM de groupe

Les TM sont mesurées simultanément toutes les 10s⁸. La synchronisation des mesures est réalisée par un top synchro « mesures » calé à la seconde près par rapport à l'horloge du centre de conduite régional de RTE.

Les TM sont datées au top synchro « mesures ».

Il s'agit des valeurs P_{stator} , Q_{stator} , U_{stator} , U_c . Chacune de ces valeurs est constituée, pour :

- la TM P_{stator} , de la mesure de la puissance active statorique, associée à sa validité,
- la TM Q_{stator} , de la mesure de la puissance réactive statorique, associée à sa validité,
- la TM U_{stator} , de la mesure de la tension composée statorique, associée à sa validité,

⁸ Il ne s'agit en aucun cas d'une mesure quasi instantanée réalisée toutes les 10s.

Chapitre 4 – Contribution des utilisateurs aux performances du RPT**Article 4.2.1 – Réglage de la tension et capacités constructives en puissance réactive des installations de production**

- la TM U_c , de la mesure de la consigne de tension appliquée au régulateur primaire, associée à sa validité.

La précision de la chaîne complète de mesure demandée est de 0,5 % sortie ETL (*pleine échelle*). Cette chaîne doit être réalisée dans les règles de l'art (filtre anti-repliement,...) avec une résolution de 0,2 %.

Ces informations sont échangées avec les unités suivantes :

- 0,1 MW pour la puissance active stator (P_{stator}),
- 0,1 Mvar pour la puissance réactive stator (Q_{stator}),
- 0,01 kV pour la tension stator composée (U_{stator}).

La TM U_c doit avoir une précision de 0,5 % sortie ETL sur la plage de réglage 0,9 à 1,1 U_n avec une résolution de 0,2 %.

Cette information est échangée avec l'unité de mesure 0,01 kV.

2.2.TS de groupe

Pour chaque groupe, il s'agit des TS :

- « couplage », qui permet de savoir si le groupe est couplé sur le réseau,
- « RSCT » en ou hors service,
- « Limitation angle interne » (ou à défaut, limitation d'absorption de réactif),
- « Limitation courant rotor » (ou à défaut, limitation de fourniture de réactif),

Chacune de ces TS est constituée de sa valeur, associée à sa validité. Elles sont émises sur changement d'état ou de validité et datée avec la date correspondante à cet événement.

3. RECEPTION DES COMMANDES

3.1. Commande ΔU_c

Les commandes ΔU_c (une par groupe) sont appliquées simultanément toutes les 10 s. La synchronisation de ces commandes est réalisée par un top synchro « commandes » calé à la seconde près par rapport à l'horloge du centre de conduite régional de RTE.

La commande ΔU_c , reçue par chaque groupe, est constituée des informations suivantes :

- la valeur de la commande ΔU_c exprimée en centième de kV, (qui viendra s'ajouter à la valeur courante de U_c en entrée du régulateur primaire)
- l'horodate d'émission depuis le centre de conduite de RTE (exprimée en dixième de secondes) de la commande ΔU_c , et sa validité.

Chapitre 4 – Contribution des utilisateurs aux performances du RPT

Article 4.2.1 – Réglage de la tension et capacités constructives en puissance réactive des installations de production

Les traitements de cette commande sont décrits au paragraphe 7.1.

3.2. Suivi de l'application de la commande ΔU_c

Juste après réception par l'ETL de la commande ΔU_c , un compte rendu applicatif sera retourné sous forme de TM datée. Sa date est celle de réception par l'ETL de la commande ΔU_c ⁹. Et la valeur du compte rendu indique si l'ETL peut appliquer ou non la commande :

- 0 = « La commande de groupe est applicable » : avec un groupe asservi au RSCT (TS « RSCT » positionnée à l'état « VRAI »),
- 1 = « La commande ΔU_c est applicable mais écrêtée »,
- 2 = « La commande ΔU_c est périmée », voir paragraphe 7.1.2.
- 3 = « La syntaxe du message de commande est incorrecte » : contenu du message erroné au sens du protocole utilisé entre l'ETL du Producteur et le RSCT du centre de conduite régional RTE,
- 4 = « Le groupe destinataire est inconnu » : commande ΔU_c adressée à un ETL d'un site de production qui ne connaît pas le groupe concerné,
- 5 = « Le groupe est non asservi » : groupe non asservi au RSCT (TS « RSCT » positionnée à l'état « FAUX »),
- 6 = « Un défaut équipement(s) est détecté coté Producteur » : commande ΔU_c non applicable,
- 7 = « L'ETL est en cours de démarrage » : signale au RSCT du centre de conduite régional RTE que l'ETL du site de production est en cours de démarrage (certaines mesures ne sont pas encore disponibles : cf. § 2.).

4. SYNCHRONISATION

Les mesures et les applications de commande doivent être synchrones sur l'ensemble de la région couverte par le centre de conduite régional de RTE. RTE fixera :

- la référence horaire commune aux différents sites de production, postes RTE et centre de conduite régional de RTE.
- le calage de **l'acquisition des mesures** (top synchro « mesures ») dans chaque cycle de 10 s (numéro de la seconde dans le cycle, valeur entière entre 0 et 9)
- le calage de **l'application des commandes** (top synchro « commandes ») dans chaque cycle de 10 s (numéro de la seconde dans le cycle, valeur entière entre 0 et 9)

⁹ Eventuellement date d'envoi du compte rendu sous réserve que l'écart de temps entre les dates d'envoi et réception reste inférieur à 0,1s.

Chapitre 4 – Contribution des utilisateurs aux performances du RPT

Article 4.2.1 – Réglage de la tension et capacités constructives en puissance réactive des installations de production

5. DISPOSITIF « CORRECTION U_c »

Le dispositif « correction U_c » permet d'ajuster la tension de consigne du régulateur primaire du groupe, en fonction de la commande ΔU_c reçue.

Le Producteur a la possibilité d'introduire des limitations pour protéger ses installations (voir paragraphe 7.2.)

6. IHM D'EXPLOITATION

L'IHM d'exploitation, permet à un opérateur, pour chaque groupe du site de production, de :

- sélectionner l'un des 2 modes de régulation : RSCT ou commande locale,
- visualiser l'état du mode de régulation sélectionné.

La mise en service du RSCT au niveau du groupe ne doit être effectuée que par une action manuelle de l'opérateur de la centrale uniquement sur demande du centre de conduite régional de RTE. Cette opération, qui couple dispositif « Correction U_c », et régulateur primaire de tension du groupe, doit être signalée au centre de conduite régional RTE par la TS « RSCT » positionnée à l'état « VRAI ».

7. TRAITEMENTS

7.1. Traitement de la commande ΔU_c

7.1.1. Péremption de la commande ΔU_c

L'ETL doit vérifier que le message de commande ΔU_c n'est pas périmé. La différence entre la date d'émission du centre de conduite régional de RTE et la date de sa réception par l'ETL doit être comprise dans un intervalle de temps configurable de 0 à 10 s.

7.1.2. Application de la commande de groupe

Si la commande de groupe n'est pas périmée, la consigne du régulateur primaire de tension est ajustée en fonction de la commande ΔU_c , au top synchro « commandes ».

Si plusieurs commandes ΔU_c sont reçues dans le même cycle 10 s, seule la plus récente doit être prise en compte.

7.1.3. Commande ΔU_c non reçue ou invalide

En cas de non réception de la commande ΔU_c ou en cas de réception d'une commande ΔU_c invalide (signal hors plage¹⁰ de validité ou invalidité du message reçu au sens du protocole utilisé), par l'ETL, le groupe de production continue à participer au réglage de la tension en utilisant la dernière valeur de consigne du régulateur primaire de tension (équivalent à une commande $\Delta U_c = 0$).

¹⁰ La plage de validité de la commande ΔU_c est définie au § 7.2.2..

Chapitre 4 – Contribution des utilisateurs aux performances du RPT**Article 4.2.1 – Réglage de la tension et capacités constructives en puissance réactive des installations de production**

Dans ce cas, la TS « RSCT » reste positionnée à l'état « VRAI ».

La commande ΔU_c est appliquée dès son retour à l'état « valide ».

7.1.4. Dysfonctionnement d'un sous-ensemble fonctionnel

En cas de défaut ou anomalie de fonctionnement de l'ETL ou du dispositif « Correction U_c », le groupe de production ne doit plus participer au réglage RSCT mais doit continuer à participer au réglage primaire tension, en utilisant la dernière valeur de consigne du régulateur primaire de tension.

Dans ce cas, la TS « RSCT » ne doit plus être positionnée à l'état « VRAI » mais positionnée à l'état « FAUX », ou à l'état « INVALIDE ».

Lorsque le défaut ou l'anomalie de fonctionnement de l'ETL ou du dispositif « Correction U_c » disparaît, la participation au RSCT du groupe concerné est à nouveau possible. La remise en service du RSCT ne peut se faire alors que sur ordre du centre de conduite RTE, aucun dispositif de mise automatique en RSCT ne doit être activé.

7.2. Atteinte des limites de fonctionnement du groupe de production :

Les limites de fonctionnement du groupe doivent faire l'objet d'un envoi d'informations vers le centre de conduite régional RTE.

Les TS « Limitation angle interne » et « Limitation courant rotor » (2 TS par groupe de site de production) à destination du centre de conduite régional RTE, sont positionnées à l'état « VRAI » tant que la limitation correspondante (décrite au §7.2.3.) est franchie et positionnées à l'état « FAUX » dans le cas contraire.

Domaine de marche en régime exceptionnel :

L'atteinte ou la sortie d'une limite de fonctionnement du groupe ne doit pas conduire à une variation immédiate de la consigne du régulateur primaire de tension (discontinuité ou brusque variation).

Le Producteur doit appliquer les commandes ΔU_c qui respectent les contraintes du matériel.

7.2.1. Information sur les dispositifs de limitation

Le Producteur informe RTE des dispositifs de limitation mis en oeuvre pour protéger son matériel et susceptibles d'altérer la réponse en tension attendue par RTE, tels que limitation de vitesse de variation de la consigne du régulateur primaire de tension, limitation courant rotor, angle interne.

7.2.2. Plage et vitesse de variation de la consigne du régulateur primaire de tension

Afin de limiter les contraintes matérielles inhérentes à toute modification trop rapide de la participation d'un groupe pour des écarts importants constatés, le Producteur peut installer dans le dispositif « Correction U_c », une fonction limitant la vitesse de variation de la consigne du régulateur primaire de tension qui sera écrêtée à une pente de variation maximale

Chapitre 4 – Contribution des utilisateurs aux performances du RPT**Article 4.2.1 – Réglage de la tension et capacités constructives en puissance réactive des installations de production**

(typique) de 1 % de $U_{c \text{ nominal}}$ (maximum de 3 % de $U_{c \text{ nominal}}$ du régulateur primaire de tension) pour chaque commande ΔU_c reçue, toutes les 10 s.

La plage de validité de la commande ΔU_c est définie entre les bornes suivantes :

- $U_{c \text{ min}}$ vaut typiquement $0,95 U_{c \text{ nominal}}$ et peut varier de $0,9 U_{c \text{ nominal}}$ à $U_{c \text{ nominal}}$,
- $U_{c \text{ max}}$ vaut typiquement $1,05 U_{c \text{ nominal}}$ et peut varier de $U_{c \text{ nominal}}$ à $1,1 U_{c \text{ nominal}}$.

Ces paramètres, $U_{c \text{ nominal}}$, $U_{c \text{ min}}$, $U_{c \text{ max}}$ et $\Delta U_{c \text{ max}}$ doivent être précisés à RTE dans la convention d'exploitation et de conduite. Des valeurs initiales de ces paramètres sont indiquées dans les fiches d'essai 18 et 19 pour la phase d'essais.

7.2.3. Limitations physiques de l'alternateur

Pour éviter un fonctionnement du groupe au-delà de ses possibilités physiques, le Producteur peut équiper ses groupes de dispositifs appropriés (limiteurs de courant rotor, d'angle interne, etc.).

Des dispositifs de limitations peuvent être intégrés à l'ETL¹¹ pour arrêter l'action du RSCT lorsque l'alternateur atteint les limites de son domaine exceptionnel de fonctionnement ; ces dispositifs concernent :

- le courant maximal dans le rotor,
- l'angle interne maximal (ou réactif absorbé pour certains groupes thermiques classiques ou hydrauliques).

7.3. Disponibilité

L'ensemble des dispositifs acheminant et traitant les commandes ΔU_c vers le régulateur depuis l'ETL devra posséder un autocontrôle. Toute anomalie détectable se traduira par le mécanisme décrit au paragraphe 7.1.4. :

La chaîne de mesure devra faire l'objet d'un autocontrôle. En cas de dysfonctionnement les télémesures ne seront plus transmises ou transmises « invalide ».

7.4 Contraintes

L'envoi des mesures vers le centre de conduite régional de RTE doit s'effectuer au plus tard 1 seconde après le top synchro « mesures ».

¹¹ L'introduction des limitations dans le dispositif « Correction U_c » est laissée au choix du Producteur. Lorsque les limitations « angle interne » et « courant rotor » sont intégrées dans le régulateur primaire de tension du groupe, elles ne sont pas recalculées par le dispositif « Correction U_c » ou par l'ETL.

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

Utilisateur concerné : producteur, distributeur.

1. RAPPEL DES EXIGENCES REGLEMENTAIRES

- Articles 6 et 11 du décret 2003 -588 du 27 juin 2003 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement au réseau public de transport d'électricité [1].
- Articles 8, 9, 10, 14, 16 et 28 de l'arrêté du 4 juillet 2003 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'une installation de production d'énergie électrique [2].
- Arrêté (en projet) relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'un réseau public de distribution.

2. ENJEUX POUR LE SYSTEME ET LES UTILISATEURS

Le réglage de la tension répond à trois exigences :

- **Satisfaire les utilisateurs** : les plages de tension définies dans les contrats d'accès au réseau public de transport conditionnent le dimensionnement des installations de consommation et de production, et le respect de ces plages permet le bon fonctionnement de ces installations. Le non-respect de ces plages contractuelles peut conduire au déclenchement des installations des utilisateurs par fonctionnement de protections.
- **Assurer la sûreté de fonctionnement du système** : un réglage efficace de la tension ainsi que des capacités constructives suffisantes en puissance réactive sur les groupes limitent le risque d'effondrement en tension tels que ceux qu'ont connus la Belgique en 1982, l'Ouest de la France et le Japon en 1987.
- **Respecter les contraintes de fonctionnement des matériels** : des tensions trop hautes entraînent le vieillissement ou la destruction des matériels, des tensions trop basses provoquent des surcharges dans les lignes, perturbent le bon fonctionnement des protections et des régulateurs en charge des transformateurs et affectent le fonctionnement des auxiliaires des installations de production et, d'une manière plus générale, des processus des utilisateurs du RPT.

3. PRINCIPES DE FONCTIONNEMENT ¹

De nombreux facteurs font fluctuer la tension : les variations lentes et générales liées aux cycles d'évolution saisonnière, hebdomadaire et quotidienne de la consommation (sans action préventive de la part de RTE, la tension serait plutôt basse aux heures de pointe et haute aux heures creuses), et les variations plus rapides et locales liées aux fluctuations aléatoires des consommations, aux changements de topologie du réseau, aux déclenchements d'ouvrages de transport ou de groupes de production.

¹ Pour plus de détails se référer au «Mémento de la sûreté du système électrique» [i] édité par RTE

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

La tension en un point du réseau dépend des forces électromotrices des générateurs raccordés à proximité, de la puissance réactive consommée ou produite par les lignes et transformateurs², ainsi que des puissances actives et réactives consommées par les charges.

En situation normale, la tension et la puissance réactive étant des grandeurs fortement liées, le réglage de la tension s'effectue par le contrôle de la puissance réactive.

Ce contrôle est réalisé :

- d'une part, au moyen d'éléments passifs de compensation de la puissance réactive (condensateurs pour la fourniture de puissance réactive et bobines d'inductance pour l'absorption de puissance réactive) manœuvrables et localisés au plus près des besoins de puissance réactive, pour une compensation la plus efficace possible de la puissance réactive du réseau et des charges,
- et d'autre part, au moyen des installations de production pour un réglage fin et rapide de la tension, et surtout pour la réponse aux aléas de conduite et aux incidents.

La capacité des installations de production à réaliser ce réglage de la tension n'est possible que si ces dernières disposent de capacités constructives en puissance réactive suffisantes et si elles sont équipées de moyens dits de réglage primaire et secondaire de tension. Ces différents points sont détaillés ci-dessous.

3.1 Le réglage primaire de tension

Pour réaliser le réglage de la tension au moyen des alternateurs des installations de productions, ceux-ci doivent être équipés d'un régulateur primaire de tension qui va asservir automatiquement des grandeurs locales (tension et/ou puissance réactive) à des valeurs de consigne (régulateurs primaires de type 1, 2 ou 3) par action sur la tension d'excitation de l'alternateur.

3.2 Le réglage secondaire de tension

Afin d'accroître l'efficacité du réglage primaire et de coordonner l'action des alternateurs pour un réglage plus global de la tension, certains groupes, appelés « groupes réglants », peuvent participer au réglage secondaire de la tension qui agit de façon automatique et coordonnée sur la consigne du régulateur primaire de tension de ces groupes.

Suivant les régions, il existe deux types de réglage secondaire de la tension : le RST (Réglage Secondaire de Tension) et le RSCT (Réglage Secondaire Coordonné de Tension).

3.2.1 Le RST

Son principe consiste à organiser le réseau en « zones » de réglage, et à réguler la tension d'un point particulier de chaque zone, le « point pilote ». Celui-ci est choisi de façon à ce que sa tension soit représentative de celle de l'ensemble de la zone.

Un organe centralisé situé au centre de conduite régional élabore pour chaque zone de réglage un signal de commande N_{RST} , appelé niveau. Pour chaque zone, le niveau N_{RST} correspondant

² Les chutes de tension liées aux pertes actives sont en première approximation négligeables devant celles liées aux pertes réactives.

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

est envoyé à l'ensemble des groupes réglants de la zone et est transformé localement en variations de tension de consigne, appliquées au régulateur primaire de tension. Ce niveau N_{RST} est déterminé par l'équation suivante :

$$N_{RST} = a \cdot \int \frac{V_c - V_p}{V_n} \cdot dt + b \cdot \frac{V_c - V'_p}{V_n} \quad \text{avec :}$$

V_c [kV] = tension de consigne de la zone,

V_p [kV] = tension mesurée du point pilote (échantillonnage toutes les 10 s),

V'_p [kV] = tension mesurée du point pilote après filtrage sur trois échantillons de mesure successifs,

V_n [kV] = tension nominale du point pilote,

α, β = gain respectivement intégral et proportionnel du régulateur.

3.2.2 Le RSCT

Comme l'évolution du système électrique a accentué les interactions entre zones RST, ceci a conduit à développer un nouveau système, le RSCT, capable de tenir compte de ces interactions et basé sur un fonctionnement différent de celui du RST. Le RSCT est installé actuellement uniquement dans la région Ouest particulièrement sensible aux problèmes de tension. Le RST y reste utilisé en secours / substitution du RSCT, par exemple en cas de panne de ce dernier.

Le RSCT permet d'ajuster le plan de tension globalement sur toute une région en asservissant les tensions d'un ensemble de points pilotes (et non localement sur un seul point pilote comme dans le cas du RST) à des valeurs de consigne.

A chaque pas de temps (égal à 10 secondes), le RSCT calcule directement et individuellement les variations de tension de consigne à appliquer à chaque régulateur primaire de tension des groupes, en prenant en compte (et en réactualisant) à chaque pas de temps les contraintes du réseau et des groupes.

L'algorithme utilisé dans le RSCT est un algorithme de minimisation d'une fonction quadratique faisant intervenir notamment :

- les écarts entre la puissance réactive produite ou absorbée par les groupes et les références de puissance réactive de ces groupes,
- les écarts entre les tensions aux points pilotes et les références de tension de ces points,
- et les variations de tension de consigne des régulateurs primaires des groupes à appliquer ;

tout en respectant les limites en puissance réactive des groupes, les limites en tension sur un ensemble de points de la région, et les possibilités de variations des consignes des régulateurs primaires des groupes.

3.3 Capacités constructives en puissance réactive

Ce réglage de la tension ne peut être réalisé que dans les limites constructives des alternateurs. Ces limites correspondent à diverses contraintes physiques, dont notamment :

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

- L'intensité maximale stator,
- L'intensité maximale rotor,
- L'angle interne maximal,
- Les tensions stator minimale et maximale admissibles en régime permanent

Ces limites se traduisent par des limitations de fourniture et d'absorption de puissance réactive par l'alternateur, et conduisent donc à définir le domaine de fonctionnement de l'alternateur dit « trapèze $[U, Q]$ » comme présenté dans l'article 8 de l'arrêté [2]. La forme de ce domaine de fonctionnement dépend non seulement des capacités constructives de l'alternateur mais également de l'impédance du transformateur connectant l'alternateur au RPT. En revanche, le positionnement de ce trapèze dans le plan $[U, Q]$ dépend du rapport de transformation du transformateur et donc de la prise de transformation utilisée. La partie de ce trapèze comprise entre les limites de la plage normale de tension du réseau définit le domaine de fonctionnement normal dit « polygone $[U, Q]$ ».

4. MISE EN ŒUVRE DES EXIGENCES PAR LES PRODUCTEURS

Toutes les installations de production ne contribuent pas avec la même efficacité au réglage de la tension³.

Les exigences de RTE en terme de capacité constructive des installations de production pour le réglage de la tension vont donc dépendre de leur localisation sur le réseau, de leur niveau de tension de raccordement et de leurs caractéristiques.

Voici détaillés ci-après les critères retenus par RTE et les points étudiés pour déterminer les capacités des installations de production nécessaires pour assurer le service de réglage de la tension. Ce qui suit peut être adapté selon les contraintes locales et la technologie des installations de production.

4.1 Capacités constructives en puissance réactive

Toutes les installations de production raccordées au RPT doivent avoir la capacité constructive de contribuer au réglage de la tension en fournissant et en absorbant de la puissance réactive (cf. articles 8 et 28 de l'arrêté [2]).

RTE définit en concertation avec le producteur une tension théorique, U_{dim} , destinée à positionner le domaine de fonctionnement de l'installation dans le plan $[U, Q]$ de façon à répondre aux besoins locaux du RPT en puissance réactive. De ce positionnement du domaine de fonctionnement, le producteur en déduit la valeur de la prise nominale du transformateur de son installation. Les autres prises sont définies par RTE relativement à la prise nominale.

En règle générale, U_{dim} sera choisie égale à 405kV pour les groupes raccordés en HTB3, à 235kV pour les groupes raccordés en HTB2 et à la tension moyenne du point de livraison pour les groupes raccordés en HTB1, sauf dans les cas où RTE souhaite utiliser le groupe pour modifier le plan de tension de la zone et que le groupe possède les capacités suffisantes

³ On peut considérer en première approximation que la capacité d'une installation à modifier la tension à son point de raccordement est directement proportionnelle aux variations maximales de puissance réactive injectables sur le réseau au point de raccordement et inversement proportionnelle à la puissance de court-circuit du réseau au point de raccordement.

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

pour pouvoir modifier cette tension (cela dépend de la taille du groupe par rapport à la puissance de court-circuit du RPT au point de livraison).

RTE communique cette tension U_{dim} au stade de la PTF.

4.2 Choix du type de réglage primaire de la tension

Toutes les installations de production doivent être équipées de régulateurs permettant une éventuelle contribution au réglage primaire de la tension (cf. article 9 et 28 de l'arrêté [2]). Reste alors le choix du type de réglage primaire.

- **Type 1** - réglage à puissance réactive constante au point de livraison.

On réserve ce type de réglage aux installations de production raccordées dans des réseaux d'usine à un niveau de tension inférieur à celui du jeu de barres où se situe le point de livraison au RPT. En général on se contente d'un réglage à réactif constant (ou à tangente ϕ constante) au niveau du point de raccordement plutôt qu'au point de livraison.

La consigne de ce réglage est fixée par RTE en concertation avec le producteur compte tenu des contraintes internes du producteur et du réseau local.

- **Type 2** - réglage de la tension au point de livraison U_{PDL} à une valeur $U_{PDLcons}$ variant linéairement en fonction de la puissance réactive Q avec une pente ajustable λ , définie par la relation :

$$(U_{PDL}/U_n) + (\lambda/0,65) \cdot (Q/P_{max}) = consigne = (U_{PDLcons}/U_n) + (\lambda/0,65) \cdot (Q_{cons}/P_{max}), \text{ avec } 10\% > \lambda > 3\%.$$

Ce type de réglage est privilégié pour toutes les installations directement raccordées au RPT et pour les installations raccordées dans des réseaux d'usine à proximité électrique du point de livraison et au même niveau de tension.

Ce type de réglage est facile à mettre en œuvre dans la mesure où l'on n'a besoin que des mesures de la tension stator et du réactif produit au stator : en effet, bien que spécifié dans l'arrêté [2] au niveau du point de livraison, ce réglage peut être obtenu en installant un réglage du même type au niveau du stator du groupe avec un paramètre λ' différent, déterminé par le producteur qui doit s'assurer de sa cohérence avec le paramètre λ spécifié par RTE.

Dans le cas où plusieurs groupes sont en parallèle, ce type de réglage évite également une éventuelle dégradation de la stabilité de l'installation grâce au possible alignement en réactif des groupes.

RTE spécifie par défaut une pente λ telle que la variation de la tension réseau soit égale à la moitié de la chute de tension dans le transformateur de l'installation de production lorsque la puissance réactive varie de sa valeur minimale à sa valeur maximale.

RTE spécifie également par défaut une consigne de tension $U_{PDLcons}$ égale à la tension de dimensionnement U_{dim} de l'installation (paramètre défini à l'article 2 de l'arrêté [2]), et une consigne de puissance réactive Q_{cons} telle que la tension du réseau soit proche de U_{dim} .

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

Ces valeurs de λ , $U_{PDLcons}$ et Q_{cons} doivent pouvoir être modifiées à la demande de RTE, en particulier si les valeurs choisies posent problème en exploitation.

Par ailleurs, pour les groupes équipés de ce type de régulateur primaire de tension et participant au réglage secondaire de tension (RST ou RSCT), le paramètre λ ou λ' du régulateur primaire est mis à zéro lorsque les groupes participent effectivement au RST ou au RSCT. Sinon, il est égal à la valeur concertée entre RTE et les producteurs suivant les principes décrits ci-dessus pendant les périodes où, pour des raisons de contraintes sur les installations de production ou sur le système électrique de RTE, les groupes doivent être sortis du réglage secondaire de tension.

- **Type 3** - réglage de la tension aux bornes du stator du groupe selon une consigne. Cette consigne peut-être asservie aux ordres provenant du réglage secondaire de la tension dans le cas des installations participant à ce service.

Ce réglage est préconisé pour les installations de production qui sont asservies au réglage secondaire de tension (RST ou RSCT).

En raison de conditions particulières d'exploitation du réseau (ou de la consommation de l'utilisateur dans le cas d'un producteur-consommateur), les limites constructives des groupes peuvent être atteintes (cf. article 8, 14 et 16 de l'arrêté [2]), auquel cas la consigne du régulateur primaire peut ne pas être respectée.

4.3 Capacités constructives à participer au réglage secondaire de la tension (RST ou RSCT)

Les installations de production raccordées aux réseaux de tension nominale HTB2 et HTB3 sont susceptibles de participer au réglage secondaire de tension (RST ou RSCT) à la demande de RTE (cf. article 10 de l'arrêté [2]).

RTE détermine les besoins en réglage de la tension de la zone autour de l'installation et juge de la nécessité ou non de disposer d'une capacité constructive à participer au réglage secondaire. Pour cela différents critères sont examinés :

- Proximité électrique de l'installation par rapport à un point pilote déjà existant,
- Intérêt de créer un nouveau point pilote en cas de point pilote non proche,
- Capacités réactives de l'installation pour modifier la tension du point pilote proche,
- Capacités réactives des groupes déjà raccordés et asservis au réglage secondaire du point pilote proche.

La participation d'une installation au réglage secondaire de la tension nécessite la mise en place par le producteur d'équipements d'échange d'informations (cf. article 4.7) et de traitement des informations envoyées par RTE permettant la modification de la consigne des régulateurs primaires de tension ; les cahiers de charges fonctionnels de ces équipements (RST-APR et RSCT) sont définis par RTE, et sont communiqués aux utilisateurs concernés.

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

Notamment, pour les groupes asservis au RST⁴, chaque groupe doit posséder un équipement, contrôlé en local par une platine d'exploitation et réalisant la fonction d'Asservissement de la Puissance Réactive (APR) à une consigne externe. Son rôle est de transformer le signal de commande N_{RST} reçu du centre régional de conduite de RTE en modification de la consigne du régulateur primaire de tension. Pour cela, cet équipement applique des variations de tension de consigne au régulateur primaire tant que l'écart entre le réactif produit ou absorbé par le groupe Q_s et une référence en réactif Q_c n'est pas nul.

Cette référence en réactif est égale à $N_{RST} \cdot Q_r$, avec Q_r [MVar] = facteur de participation propre à chaque groupe et en général égal à 1,4 fois la puissance réactive nominale du groupe Q_n .

Contrairement au RST, le RSCT peut fonctionner sans qu'il existe au niveau de chaque groupe un équipement d'asservissement de puissance réactive (cf. §3.2).

Les spécifications fonctionnelles des équipements d'asservissement pour fonctionnement en RST (ou en RSCT) sont présentées brièvement ci-dessous.

4.3.1 Performances de l'Asservissement de Puissance Réactive du RST (APR)

L'écart de réactif ($Q_s - Q_c$) entre le stator et la consigne, mesuré par l'APR avec une précision inférieure ou égale à 1% de Q_n , est traduit par l'émission, à destination du régulateur primaire, des modifications de la consigne du régulateur primaire de tension de chaque groupe de production. Afin d'éviter des sollicitations continues de la régulation primaire, une bande maximale d'insensibilité est fixée à 1% de la mesure de puissance réactive au stator Q_s du groupe de production est tolérée.

Ces commandes RST respectent un découplage temporel avec la régulation primaire de tension et restent cohérentes avec la récurrence de réception du niveau N_{RST} , fixée à 10s.

Le temps de réponse indicatif à 5% pour une variation de niveau RST de 4% doit être inférieur à 60 secondes.

4.3.2 Disponibilité de la fonction RST

La disponibilité de l'APR est transmise à RTE par l'équipement de téléconduite du site en provoquant un changement d'état de la télésignalisation RST ES / HS (cf. article 4.7)

Le MTBF⁵ global du dispositif APR ainsi que le délai moyen de remise en état (MTTR⁶) suite à une indisponibilité sont fixés dans le cadre contractuel de fourniture des services Système.

4.3.3 Sécurité de fonctionnement

Afin de limiter les contraintes inhérentes à toute modification trop rapide du point de fonctionnement, le producteur peut installer un dispositif limitant la vitesse de variation de

⁴ En situation de substitution / secours du RSCT dans le cas de la zone Ouest

⁵ Mean Time Between Failure ou Moyenne des Temps de Bon Fonctionnement

⁶ Mean Time To Repair ou Moyenne des Temps de Réparation

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

production d'énergie réactive à 12% de Q_n / minute sauf accord dérogatoire entre RTE et le Producteur, pour tenir compte des contraintes technologiques sur l'alternateur ou de réseau.

Pour éviter un fonctionnement du groupe au-delà de ses possibilités physiques, il appartient au producteur d'équiper ses groupes de dispositifs de limitation appropriés concernant :

- la tension maximale du stator,
- la tension minimale des auxiliaires (ou minimale dans le stator),
- le courant maximal dans le rotor,
- l'angle interne maximal (ou la sous excitation pour certains groupes thermiques classiques).

L'activation de ces limitations bloque au bout de 10 s la transmission des commandes RST, vers le régulateur primaire. La valeur de la consigne du régulateur primaire issue de l'APR est alors **figée à sa valeur précédente**.

L'atteinte d'une limite de fonctionnement du groupe ne doit pas conduire **à sa sortie du réglage secondaire de tension**, mais à l'émission vers le dispatching de RTE d'une TS : Groupe en butée de réactif. Inversement le retour à un fonctionnement à l'intérieur du domaine constructif entraîne l'émission vers le dispatching de RTE d'une TS : Groupe hors butée de réactif (cf. article 4.7)

La réception d'une valeur de niveau invalide (hors plage ou absente) bloque la transmission des commandes RST envoyées au régulateur primaire par l'APR et entraîne automatiquement au bout d'une temporisation à fixer contractuellement entre RTE et le Producteur, le passage "Hors RST" du groupe de production. Cette dernière information est transmise (cf. article 4.7) au dispatching par la TS « RST HS ». La sortie du RST d'un groupe **impose de facto le retour à un fonctionnement en régulation primaire de tension**.

Lorsque le groupe est mis en RST, **exclusivement par l'opérateur de la centrale de production**, à partir de la plaine d'exploitation associée, la TS « RST ES » est envoyée au dispatching.

Toute action de commande manuelle au niveau du régulateur primaire doit faire passer automatiquement l'APR hors service et transmettre au dispatching la TS « RST HS ».

4.3.4 Suivi de la participation au réglage secondaire

La participation effective au réglage secondaire de tension, de chaque groupe ayant les capacités constructives pour y participer à la demande de RTE, est techniquement suivie par les équipes de conduite des dispatchings par l'acquisition (cf. article 4.7) des informations suivantes :

- niveau reçu par le site de production,
- puissance réactive instantanée mesurée au stator de l'alternateur et éventuellement, en fonction de la technologie des groupes de production, réserves de puissance réactive en fourniture ou absorption ,
- participation RST ES/HS,
- groupe en/hors butée de réactif

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

5. PARTICIPATION AU SERVICE SYSTEME U/Q (REGLAGES DE LA TENSION)

La participation des groupes d'un producteur aux réglages de la tension (primaire et/ou secondaire) est rémunérée dans le cadre de la signature entre le producteur et RTE d'un « Contrat de participation aux Service Système⁷ » bilatéral.

Ce contrat précise en particulier :

- les conditions d'aptitude demandées aux groupes de production pour être pris en compte dans le contrat ,
- les modalités de rémunération des services de réglage : les principes de base de la rémunération reposent sur la notion de tarifs, avec
 - une part fixe destinée à couvrir les coûts fixes du Responsable de Programmation - surdimensionnement de l'alternateur et du transformateur principal -, pour les groupes situés en zone sensible⁸,
 - une part variable destinée à couvrir les coûts variables du Responsable de Programmation (pertes et surcoûts de maintenance) proportionnelle à la durée de couplage au réseau),
- les conséquences du non respect des prescriptions,
- les mécanismes de pénalités associées à un non respect des performances correspondant aux critères d'aptitude.

La trame type de ce contrat est disponible sur demande auprès de RTE.

6. CONTRIBUTION DES DISTRIBUTEURS A LA TENUE DE LA TENSION HTB

En application de l'article 9 du projet d'arrêté relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'un réseau public de distribution, les distributeurs participent à la tenue de la tension sur le réseau HTB en contribuant à la compensation de la puissance réactive appelée par leurs réseaux.

Lorsqu'un distributeur demande à RTE, au sens de l'article 3 du projet d'arrêté relatif au raccordement d'un réseau public de distribution au RPT, d'étudier un raccordement au RPT, il l'informe des caractéristiques électriques de son réseau et des moyens de compensation de la puissance réactive dont il disposera à l'aval du point de raccordement demandé. Il lui précise, le cas échéant, les capacités constructives des bancs de condensateurs et/ou des groupes de productions HTA qui seront exploités sur le réseau de distribution.

En se basant sur ces informations et sur les caractéristiques du réseau HTB, RTE procède à l'étude de la tenue de tension sur le réseau HTB (Cf. article 2.1) et vérifie que l'insertion du nouveau raccordement n'affecte pas le plan de tension du RPT et ne conduit pas à moyen

⁷ Le contrat traite aussi de la participation au réglage de tension- réactif

⁸ Le territoire français métropolitain est divisé en deux types de zones : zones " sensibles visà-vis du réactif " et zones " normales " Ces zones sont déterminés par RTE.

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

terme au non respect de la plage de tension contractuelle aux points de livraison des utilisateurs déjà raccordés, aussi bien en régime normal (N) qu'en régime dégradé (N -1).

RTE communique au distributeur les résultats de son étude et lui propose des règles de gestion des échanges de puissance réactive entre le RPT et le RPD au point de raccordement concerné. Il vérifie que les moyens de compensation prévus chez le distributeur sont suffisants pour permettre l'exploitation du réseau HTB dans le respect du plan de tension local et propose des modalités de réglage. Il propose, le cas échéant, au distributeur de s'engager à ne pas dépasser une valeur de la $\tan \phi$ à l'interface RPD-RPT.

Le distributeur analyse les propositions de RTE et lui fait en retour part de son avis. L'accord final de cette concertation sera consigné dans les conventions de raccordement et d'exploitation du raccordement.

Si le processus de concertation n'aboutit pas à un accord, RTE recherchera un schéma de raccordement différent qui, en conformité avec l'article 6 du décret [1], permet de respecter le plan de tension du RPT.

7. REFERENCES AUTRES QUE REGLEMENTAIRES

[1] « Mémento de la sûreté du système électrique », document consultable et téléchargeable sur le site web de RTE : www.rte-france.com → A propos de RTE → Réseau → Sûreté du système

Documentation Technique de Référence

Chapitre 4 – Contribution des utilisateurs aux performances du RPT

Article 4.2.2 – Réactif à l'interface des gestionnaires de réseaux publics
d'électricité

Applicable à compter du 15 février 2010

10 [pages](#)

Cet article se substitue au paragraphe 6 de l'article 4.2 de la Documentation technique de référence.

1. RAPPEL DES EXIGENCES REGLEMENTAIRES.....	3
2. ENJEUX POUR LE SYSTEME ET LES UTILISATEURS	3
3. PRINCIPES DU REGLAGE DE LA TENSION	4
3.1 Stratégie d'exploitation.....	4
3.2 Contribution des installations des distributeurs au réglage de la tension.....	5
4. EXPRESSION DE L'OPTIMUM TECHNIQUE DU RPT	5
4.1 Etude de tenue de tension en HTB au niveau des postes sources.....	5
4.2 Rappel sur la situation existante	8
5. MISE EN ŒUVRE DES EXIGENCES	8
5.1 MISE EN ŒUVRE par les Distributeurs.....	8
5.2 Suivi de la performance :	8
5.2.1 Suivi technique de la compensation	8
5.3 Capacité « constructive » des postes existants	9
5.3.1 Marge de répartition acceptable	9
5.4 Cas de la création d'un nouveau poste source	10
6. DISPOSITIONS CONTRACTUELLES	10
7. REFERENCES AUTRES QUE REGLEMENTAIRES.....	10

1. RAPPEL DES EXIGENCES REGLEMENTAIRES

- Articles 3 et 9 de l'arrêté 6 octobre 2006 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'un réseau public de distribution.

2. ENJEUX POUR LE SYSTEME ET LES UTILISATEURS

Au même titre que la fréquence, la tension est une caractéristique fondamentale des réseaux électriques.

De nombreux facteurs font fluctuer la tension : les variations lentes généralisées sont liées aux cycles d'évolution saisonnière, hebdomadaire et quotidienne de la consommation alors que les variations plus rapides et locales sont liées aux fluctuations aléatoires des consommations, aux changements de topologie du réseau, aux déclenchements d'ouvrages de transport ou de groupes de production. Sans action de la part de RTE, la tension serait plutôt basse aux heures de pointe et haute aux heures creuses. Elle subirait localement des fluctuations rapides et importantes lors des enclenchements de charges, des manœuvres ou suite aux incidents d'exploitation.

La tenue de la tension est aussi une composante essentielle de la sûreté de fonctionnement du système électrique. Les tensions basses peuvent mettre des lignes en surcharge. Elles peuvent provoquer le déclenchement des installations de productions et être à l'origine d'un effondrement généralisé tels que ceux qu'ont connu la Belgique en 1982 et l'Ouest de la France et le Japon en 1987. Par ailleurs, les tensions hautes causent le vieillissement prématuré de certains équipements de réseau tels que les transformateurs et peuvent conduire à leur destruction.

Le maintien de la tension dans des plages prédéfinies est aussi essentiel pour le bon fonctionnement des récepteurs et des générateurs des utilisateurs du RPT qui, pour la plupart, ne peuvent accepter de façon durable une tension de livraison s'écartant notablement de leur tension assignée (la tolérance est usuellement de l'ordre de $\pm 10\%$). C'est pourquoi, en situation normale d'exploitation, la tension sur le RPT doit être tenue dans les plages de tensions dites « normales », indiquées au chapitre 3.1 de la DTR. Le non-respect de ces plages peut conduire, au blocage des régleurs en charges des transformateurs, au déclenchement des protections dans les installations des utilisateurs ou, le cas échéant, y provoquer des dysfonctionnements et des détériorations.

3. PRINCIPES DU REGLAGE DE LA TENSION ¹

3.1 STRATEGIE D'EXPLOITATION

Pour faire face aux enjeux précédents, RTE applique pour la gestion de la tension sur le RPT une stratégie qui s'articule autour de deux axes principaux :

- ❑ Rechercher une exploitation à tension haute au niveau des installations de production localisée sur le réseau amont, notamment en 400 kV, en préservant leur capacité de fourniture de puissance réactive pour les besoins du réglage dynamique de la tension,
- ❑ Limiter autant que possible les chutes de tensions sur le réseau aval en minimisant les flux de puissance réactive circulant sur le RPT grâce à des moyens de compensation statique répartis au plus près des charges.

Dans la pratique, si la tension des sources est tenue dans une plage étroite, ce qui est généralement le cas hors situation d'écroulement, le respect du plan de tension résulte de la maîtrise des flux de la puissance réactive sur le réseau aval. En effet, on démontre aisément que dans un réseau dimensionné pour alimenter les charges avec de faibles pertes, les chutes de tension occasionnées par le transit de la puissance réactive deviennent rapidement prépondérantes à celles dont l'origine est liée au transit de la puissance active. Une exploitation efficace du réseau implique nécessairement de minimiser les transits de puissance réactive et de compenser les charges au plus près de leur localisation, ce qui a pour effet de minimiser les pertes et de maximiser la capacité de transit de puissance active.

Compte tenu de ces considérations, RTE articule la maîtrise de la tension sur le RPT autour de quatre types d'actions complémentaires :

1. La maîtrise des tensions des sources en imposant aux installations de production de mettre à sa disposition leurs capacités de réglage de la tension. Ces capacités sont utilisées principalement pour assurer le réglage dynamique fin et rapide de la tension et, dans la mesure du possible, pour compenser la puissance réactive appelée par le réseau et par les charges.
2. La détermination des schémas d'exploitation les plus pertinents pour assurer les transits de puissance à tension tenue en schéma normal et en cas de certains aléas (N-1, N-k) qui doivent être respectés conformément aux règles d'exploitation du RPT.
3. L'installation sur le RPT de dispositifs de compensation de la puissance réactive et de régulateurs en charge sur les transformateurs, destinés à assurer, en tant que possible, le découplage des tensions entre les différents niveaux (HTB1, HTB2 et HTB3).
4. L'incitation des consommateurs et des distributeurs à limiter le transit de l'énergie réactive à l'interface afin de limiter les pertes et les chutes de tension, dans l'intérêt commun des gestionnaires de réseaux.

¹ Pour plus de détails se référer au A.1.3 du « Mémento de la sûreté du système électrique » [i] édité par RTE

3.2 CONTRIBUTION DES INSTALLATIONS DES DISTRIBUTEURS AU REGLAGE DE LA TENSION

Les capacités de production de puissance réactive que RTE mobilise auprès des producteurs ne permettent pas de couvrir les besoins des réseaux de distribution dans tous les schémas d'exploitations probables. De longue date, le système électrique français a été dimensionné et développé en s'appuyant sur la présence de batteries de condensateurs HTA dans les postes sources, aujourd'hui complétées de batteries HTB lorsque la structure du RPT et les conditions d'exploitation l'exigent. Le rôle de ces batteries est essentiel pour la tenue de la tension HTB, notamment au niveau des postes sources, et pour la réduction des pertes que généreraient sur le RPT des transits importants de puissance réactive. La participation d'un distributeur au réglage de la tension correspond à deux types d'actions complémentaires, soit des actions de compensation locale dans les postes qui présentent un risque pour la sûreté du réseau lors d'aléas probables, soit des actions de compensation globale sur l'ensemble des postes destinée à limiter les transit de puissance réactive.

C'est à ce titre que l'article 9 de l'arrêté du 6 octobre 2006 stipule que « La tenue de la tension et la compensation locale de l'énergie réactive constituent un objectif essentiel pour la sûreté du système électrique auquel le gestionnaire du réseau public de transport et les gestionnaires des réseaux publics de distribution doivent contribuer conjointement ».

La répartition des responsabilités entre gestionnaires de réseaux pour atteindre cet objectif résulte de la recherche d'un optimum collectif satisfaisant pour les utilisateurs finaux des réseaux de transport et de distribution. Elle tient forcément compte de la situation historique existante et conduit, in fine, à la définition d'une valeur limite de consommation de puissance réactive admissible dans chaque poste source.

Remarque : en l'état, la DTR ne traite que des problèmes de tension basse hiver. RTE analyse le problème émergent des tensions hautes de l'été et étudiera en concertation avec les Distributeurs les solutions à y apporter.

4. EXPRESSION DE L'OPTIMUM TECHNIQUE DU RPT

4.1 ETUDE DE TENUE DE TENSION EN HTB AU NIVEAU DES POSTES SOURCES

Les Distributeurs sont responsables de la compensation de la puissance réactive appelée par leurs réseaux. Le seuil de compensation à chaque poste source doit être convenu avec RTE. Afin d'exprimer les souplesses possibles en terme de compensation à l'interface avec les différents Distributeurs dans le respect des règles de sûreté, RTE a réalisé des études dont les hypothèses et la méthodologie sont décrites ci-dessous :

- ❑ Horizon d'étude : Le réseau HTB et les soutirages de Puissance active et réactive sont représentés en tenant compte des évolutions prévues sur un horizon de 5 ans. Les échanges entre RTE et Distributeurs sont nécessaires à la réactualisation de ces études, (évolution réseau, évolution du paysage des production HTA, état des condensateurs...)
- ❑ Schéma d'exploitation : Les schémas d'exploitation et les consommations retenues correspondent à une heure où les contraintes en puissance réactive sont fortes (généralement une pointe hiver). Les schémas d'exploitation tiennent compte de l'arrivée des nouveaux ouvrages à l'horizon de l'étude.
- ❑ Production HTB : Le parc de production HTB existant est pris en compte, ainsi que les projets de nouveaux groupes présentant une forte probabilité de réalisation à la date d'horizon de l'étude. Différents niveaux de disponibilité du parc de production sont néanmoins envisagés lorsque des incertitudes subsistent sur la présence de certains groupes à l'horizon d'étude. Les niveaux de consommation étudiés impliquent qu'une part très importante du parc de production est de toute façon démarrée.
- ❑ Condensateurs HTB : Les condensateurs et compensateurs HTB installés ou prévus à l'horizon de l'étude sont pris en compte.
- ❑ Les soutirages de Puissance active et réactive sur le réseau HTB sont décomposés tels que :
 - Puissance réactive : La $\text{tg } \varphi$ naturelle de la consommation est calculée par une analyse statistique, basée sur des données de comptage historiques, pour chaque point de livraison du Distributeur. Ces tangentes φ sont supposées être conservées à l'horizon de l'étude. La $\text{tg } \varphi$ des postes pour lesquels aucune donnée réactive n'est disponible est choisie à dire d'expert. Pour les consommations industrielles, une $\text{tg } \varphi = 0.4$ a été retenue par défaut.
 - Condensateurs HTA : Le volume et la répartition des condensateurs HTA sont issus de l'enquête condensateur la plus récente disponible, réalisée auprès des Distributeurs; les condensateurs, annoncés en avarie ou en entretien par le Distributeur, ne sont pas pris en compte (hypothèse favorable aux Distributeurs).
 - Production HTA : l'éolien n'est pas pris en compte (on se place sur un scénario de vent nul). Le reste de la production HTA (principalement cogénération) est considéré disponible et pouvant fournir ou absorber du réactif équivalent à un tiers de sa puissance maximale.

Sur la base de ces hypothèses et à l'aide d'un outil d'optimisation qui tient compte du volume de condensateurs (HTA et HTB) disponible, RTE vérifie qu'en tout point du réseau HTB et notamment aux points de raccordement des postes sources, la tension reste contenue dans les limites de la plage normale (plage normale = $\pm 8\%$ de la tension contractuelle pour le niveau HTB1). Sont prises en compte les situations d'exploitation courantes les plus probables et les plus contraignantes (perte fortuite de ligne ou de groupe HTB).

RTE examine tout d'abord si, avec l'ensemble du parc de moyens de compensation disponible (HTA et HTB), des contraintes apparaissent à l'horizon d'étude. Cette vérification permet d'évaluer l'adéquation entre le parc de compensation actuel et le niveau de sûreté exigé (exprimé par des plages de tension min/max), ce qui est le cas pour la très grande majorité des postes sources.

En deuxième étape, RTE considère qu'une partie du parc de condensateurs HTA est indisponible et examine les éventuelles contraintes pouvant en découler. Pour certains postes, aucune contrainte n'apparaît suite à cette indisponibilité, pour d'autres en revanche, des contraintes de tension sont violées. La violation d'une contrainte de tension se traduit dans l'outil d'optimisation par des investissements en moyens de compensation. Ces investissements (qui correspondent à des ajouts de condensateurs) sont optimisés, ce qui signifie que l'outil ajoute le volume minimum permettant de revenir à l'intérieur de son domaine de contraintes (tensions min/max.). Lorsque le volume d'investissement est du même ordre de grandeur que la partie du parc qui a été rendue indisponible, cela signifie que l'ensemble des moyens de compensations initiaux est nécessaire au respect des contraintes de tension. Dans l'ensemble des simulations, le parc de compensation HTB est toujours considéré comme entièrement disponible.

Ces études permettent d'obtenir une valeur individuelle de $\text{tg } \varphi$ cible par zone correspondant à l'optimum technique du RPT. Sur la base de ces études et dans un but de simplification, RTE définit deux types de zones, des « vertes » et des « rouges » représentatives du niveau de contrainte du RPT.

- ❑ Les zones vertes sont suffisamment équipées en moyens de compensation HTA et HTB qui permettent le maintien de la tension dans les plages normales.
- ❑ Les zones rouges, correspondent à des zones pour lesquelles toute baisse de la disponibilité du parc de condensateurs HTA ou HTB existant conduit au non respect des plages de tension normales. Ces zones rouges doivent être considérées comme des zones à contraintes avérées pour lesquelles le respect absolu d'une valeur de tangente φ propice à la tenue de tension est nécessaire.

Ces zones sont électriquement cohérentes et leur périmètre respecte le territoire des Chargés de conduite des Distributeurs.

La traduction de cette étude conduit RTE à fixer des valeurs cibles dans ces zones.

- ❑ Pour les zones vertes, la valeur de $\text{tg } \varphi$ cible est fixée à une valeur égale à 0,2 en HTB1, et égale 0,3 en HTB 2.
- ❑ Pour les zones rouges, la valeur de $\text{tg } \varphi$ cible est fixée à une valeur égale à 0,1 ou 0.2 en HTB1 et égale à 0.2 ou 0.3 en HTB2.

La $\text{tg } \varphi$ cible résultant de l'étude est généralement légèrement différente (et inférieure) aux valeurs ci-dessus. Dans le cas d'une zone composée de postes HTB1 et HTB2, la valeur de $\text{tg } \varphi$ cible de la zone est normalement la valeur de la tangente φ cible en HTB1.

Périodiquement, RTE renouvelle ses études de tension dans le but d'anticiper de nouvelles contraintes en vue de la contractualisation suivante.

4.2 RAPPEL SUR LA SITUATION EXISTANTE

Les dispositions précédentes sont aujourd'hui satisfaites dans la majorité des cas car elles sont cohérentes avec les méthodes qui ont été historiquement mises en œuvre pour le dimensionnement et le développement du réseau français.

Les résultats de la modélisation dans les conditions décrites constituent de fait une base pour valider des niveaux de compensation HTA qui satisfont les critères précédents.

La contractualisation du seuil de tangente ϕ est faite par point de livraison.

5. MISE EN ŒUVRE DES EXIGENCES

5.1 MISE EN ŒUVRE PAR LES DISTRIBUTEURS

Pour répondre au mieux aux exigences formulés par RTE dans le précédent chapitre, le niveau de compensation est contractualisé pour chaque poste source dans les documents suivants :

- ❑ La convention de raccordement qui précise les moyens de compensations disponibles, la tg ϕ cible de la zone. Celle-ci est reprise dans les annexes du CART.
- ❑ La convention d'Exploitation/Conduite qui précise les dispositions de gestion des moyens de compensation, ces dispositions pouvant varier de façon saisonnière et/ou en fonction de la variation de la charge au quotidien.
- ❑ Le Contrat d'Accès au Réseau de Transport qui précise les conditions de facturation des dépassements de la tg ϕ contractuelle.

5.2 SUIVI DE LA PERFORMANCE :

5.2.1 Suivi technique de la compensation

Le calcul de la tangente ϕ est fixé à un intervalle de temps de 10 minutes. Ce pas de mesure incite à dynamiser la gestion des flux de réactif en adaptant la compensation au besoin technique.

La mesure du dépassement des seuils de tangente s'applique à l'énergie réactive soutirée lorsque le point de livraison est consommateur. La période de mesure est comprise dans la plage horaire de 6h00 à 22h00, du lundi au samedi, hors jours fériés, du 1er novembre au 31 mars.

Il n'y a pas de valeur minimale de seuil de tangente ϕ sur la période hiver.

5.3 CAPACITE « CONSTRUCTIVE » DES POSTES EXISTANTS

La consommation de puissance réactive au niveau du point de livraison des postes sources ne devra pas excéder la valeur maximale admissible, définie pour celui-ci et calculée pour respecter la $\text{tg } \varphi \leq \text{cible}$ de la zone fixée en accord avec RTE. Cette limitation peut varier selon la position du poste par rapport aux installations de production du RPT et par rapport aux batteries de condensateurs installées.

La capacité constructive de contribution d'un poste source au réglage de la tension se définit par rapport au volume des batteries de condensateurs installées en HTA.

RTE procède à des études de tension dans les conditions décrites en (4.1) pour identifier la capacité constructive minimale dans chaque poste source.

5.3.1 Marge de répartition acceptable

- ❑ Pour chaque poste, qu'il soit en zone rouge ou en zone verte, le Distributeur a la liberté de choisir une valeur de $\text{tg } \varphi$ différente à la $\text{tg } \varphi$ cible de la zone (limitée à $\text{tg } \varphi < 0.4$), pour tenir compte de la répartition historique du parc de compensation dans ses postes. Cette possibilité doit toutefois permettre le respect de la valeur cible de la zone. La modification à la hausse d'une $\text{tg } \varphi$ d'un poste dans une zone devra par conséquent être compensée par une baisse de la $\text{tg } \varphi$ d'un ou de plusieurs autres postes de la même zone. Ces modifications devront être telles que la moyenne pondérée des modifications soit nulle (somme sur la zone des $\Delta \text{tg } \varphi \times P_s = 0$ où P_s est la Puissance souscrite maximale et $\Delta \text{tg } \varphi$ est la variation de $\text{tg } \varphi$ que le Distributeur souhaite appliquer).
- ❑ Pour les zones dont la valeur de $\text{tg } \varphi$ historique est supérieure à la valeur cible, et sous réserve de l'absence avérée de moyens de compensation suffisants, la valeur de $\text{tg } \varphi$ historique de chacun des postes de la zone pourra être retenue sans toutefois égaler ou excéder la valeur de 0.4.
- ❑ Pour un poste et pour un hiver donné, la valeur de $\text{tg } \varphi$ historique de ce poste correspond au quantile 90% des $\text{tg } \varphi$ observées pour l'hiver considéré, points dix minutes, (période du 1^{er} novembre au 31 mars, du lundi au samedi hors jours fériés, de 6h00 à 22h00). Pour la contractualisation, la valeur de la tangente φ historique du poste sera calculée sur la moyenne des tangentes φ historiques des trois derniers hivers précédents (période du 1^{er} novembre au 31 mars, du lundi au samedi hors jours fériés, de 6h00 à 22h00).
- ❑ Pour une zone et un hiver donné, la $\text{tg } \varphi$ historique de la zone correspond au quantile 90 % de $\frac{\sum Q_{\text{postes de la zone}}}{\sum P_{\text{postes de la zone}}}$ points dix minutes (période du 1^{er} novembre au 31 mars, du lundi au samedi hors jours fériés, de 6h00 à 22h00). Pour la contractualisation, la valeur de la $\text{tg } \varphi$ historique sera calculée sur la moyenne des tangentes φ historiques

des trois derniers hivers précédents (période du 1er novembre au 31 mars, du lundi au samedi hors jours fériés, de 6h00 à 22h00).

5.4 CAS DE LA CREATION D'UN NOUVEAU POSTE SOURCE

Lorsqu'un distributeur demande à RTE d'étudier un nouveau² raccordement au RPT, RTE l'informe de la zone de rattachement (verte ou rouge) du nouveau poste et du seuil de $\text{tg } \varphi$ cible de celle-ci. En retour, le distributeur communique la valeur de $\text{tg } \varphi$ qu'il envisage pour ce poste. RTE vérifie que cette valeur permet de respecter la valeur de $\text{tg } \varphi$ cible de la zone.

6. DISPOSITIONS CONTRACTUELLES

Conformément à la décision du 5 juin 2009 relative aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de Transport et de Distribution, les gestionnaires s'engagent contractuellement sur la quantité d'énergie réactive qu'ils échangent. Le non-respect des limites de compensation de puissance réactive dans les postes sources donne lieu au paiement d'une composante de dépassement de la puissance réactive.

Les modalités techniques et financières de la compensation en HTA sont intégrées dans le Contrat d'Accès au Réseau de Transport. Elles définissent a minima :

- o Pour chaque poste l'affectation à une zone rouge ou verte,
- o La valeur tangente φ max contractualisée par poste, et la valeur de tangente φ de l'étude,
- o Les plages temporelles de surveillance de ces valeurs et les principes de calcul des pénalités,
- o Les principes de calcul des tangentes φ ,
- o Les principes de calcul des pénalités,
- o Les dispositifs de suivi (comptage, ...)

7. REFERENCES AUTRES QUE REGLEMENTAIRES

[i] « Mémento de la sûreté du système électrique », document consultable et téléchargeable sur le site web de RTE : www.rte-france.com → A propos de RTE → Réseau → Sûreté du système

² Le terme « nouveau raccordement » s'entend ici au sens de l'article 3 de l'arrêté relatif au raccordement d'un réseau public de distribution au RPT. Il englobe les cas de modifications substantielles énumérées dans cet article.



Référentiel Technique
Chapitre 4 – Contribution des utilisateurs aux
performances du RPT
Article 4.3 - Stabilité

Document valide pour la période du 15 mai 2008 à ce jour

11 [pages](#)

Document valide pour la période du 15 mai 2008 à ce jour

Utilisateur concerné : producteur, distributeur

1 RAPPEL DES EXIGENCES REGLEMENTAIRES

- Article 8.3 du cahier des charges de la concession à EDF du réseau d'alimentation générale en énergie électrique (avenant du 10 avril 1995 à la convention du 27 novembre 1958).
- Article 12 du décret 2003-588 du 27 juin 2003 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement au réseau public de transport d'électricité [1].
- Articles 23 et 24 de l'arrêté du 4 juillet 2003 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'une installation de production d'énergie électrique [2].
- Article 19 de l'arrêté du 6 octobre 2006 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'un réseau public de distribution.
- Arrêté du 27 octobre 2006 modifiant l'arrêté du 17 mars 2003 modifié relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'une installation de production d'énergie électrique.

2 ENJEUX POUR LE SYSTEME ELECTRIQUE ET LES UTILISATEURS

Le maintien de la stabilité des groupes de production sur le réseau électrique lors d'un « événement normal » est un enjeu important pour le système électrique vis-à-vis de la sûreté de son fonctionnement, de l'équilibre production-consommation et de la qualité de l'onde de tension. Par événement normal, on entend notamment :

- changement de consigne sur l'installation de production (ex : changement de consigne sur le régulateur de tension) ;
- ouverture d'une ligne sur le réseau public de transport (changement de schéma d'exploitation) ;
- court-circuit normalement éliminé sur le réseau public de transport.

Lors de ces événements, les risques associés à une perte de stabilité des groupes de production sont :

- le déclenchement d'un ou plusieurs groupes de production, affectant l'équilibre production-consommation ;
- l'apparition de battements de tension et d'oscillations de puissance, affectant la qualité de l'onde de tension ;

Document valide pour la période du 15 mai 2008 à ce jour

- l'extension de la perte de stabilité d'un groupe à d'autres groupes de production, entraînant une rupture de synchronisme sur une zone. La conséquence peut être un effondrement du réseau sur la zone considérée, voire sur plusieurs zones adjacentes.

3 MISE EN ŒUVRE DES EXIGENCES PAR LES PRODUCTEURS ET LES DISTRIBUTEURS

Le producteur doit vérifier la stabilité de son installation, préalablement à son raccordement, par des études sur logiciels dont il doit communiquer les résultats à RTE (cf. article 23 de l'arrêté [2]).

Ces études, à l'exception de l'étude du comportement sur creux de tension, sont des études génériques effectuées à l'aide de schémas de réseau simplifiés standards où l'installation de production est mise en antenne sur un réseau de tension et fréquence constantes ("réseau infini") au travers de son transformateur et de réactances de liaison. Ces réactances sont paramétrées en fonction de deux valeurs (a) et (b) standards en fonction de la puissance de l'installation :

- Installation > 800 MW : $a = 0,05 \text{ p.u}$; $b = 0,60 \text{ p.u}$;
- Installation > 250 MW et $\leq 800 \text{ MW}$: $a = 0,05 \text{ p.u}$; $b = 0,54 \text{ p.u}$;
- Installation $\leq 250 \text{ MW}$: $a = 0,05 \text{ p.u}$; $b = 0,30 \text{ p.u}$;

la base des p.u étant la tension U_{dim} et la puissance apparente nominale de l'alternateur.

De plus, pour les études de stabilité sur court-circuit, le temps d'application du défaut est également un temps standard dépendant du niveau de tension :

- en HTB3 : $T = 85 \text{ ms}$;
- en HTB2 : $T = 85 \text{ ms}$;
- En HTB1 : $T = 150 \text{ ms}$;

Si l'installation comporte plusieurs groupes, le producteur doit réaliser les études décrites ci-dessous pour chacun des groupes de l'installation.

L'ensemble de ces études et critères de stabilité définissent un niveau minimal de performance en matière de stabilité. Si ces études montrent que l'installation n'est pas capable de vérifier certains critères de stabilité spécifiés dans le présent article, le raccordement peut être alors conditionné à la mise en place de dispositions à la charge du producteur permettant de ne pas perturber le fonctionnement du réseau. Pour cela, RTE réalise des études de stabilité complémentaires à celles du producteur (cf. article 2.1).

En revanche, si l'installation de production satisfait ces exigences minimales et si les études de stabilité sur réseau réel (cf. article 2.1) menées par RTE identifient des contraintes de stabilité sur le réseau suite à l'insertion de l'installation de production, alors, la modification du schéma de raccordement, le renforcement du réseau, l'adaptation des protections installées sur les ouvrages RTE avoisinants, ou les limitations de production de puissance active ou réactive de l'installation sont à la charge de RTE. Comme pour les renforcements de réseau pour contraintes de transit, les limitations de fonctionnement prises en attendant l'adaptation

Document valide pour la période du 15 mai 2008 à ce jour

du réseau (modification du schéma de raccordement, renforcement du réseau, adaptation des protections installées sur les ouvrages RTE) sont à la charge du producteur.

Conformément à l'article 19 de l'arrêté du 6 octobre 2006 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'un réseau public de distribution, les gestionnaires de réseaux de distribution s'assurent de la stabilité des installations de production raccordées sur leurs réseaux et prévoient leurs comportements en cas d'occurrence de défauts sur le RPT. Avec leurs producteurs, ils vérifient, par des études préalables, que l'occurrence d'un défaut HTB ne génère pas de déclenchements indésirables des groupes de production raccordés sur leurs réseaux, soit par perte de stabilité, soit par fonctionnement intempestif des protections de découplage. Les études à mener pour atteindre ces objectifs sont précisées dans l'arrêté du 17 mars 2003 modifié pour les groupes raccordés en HTA.

3.1 Stabilité en petits mouvements

Le raccordement de l'installation est représenté par sa mise en antenne sur un réseau infini au travers de son transformateur et d'une réactance de liaison qui peut varier entre (a) et (b).

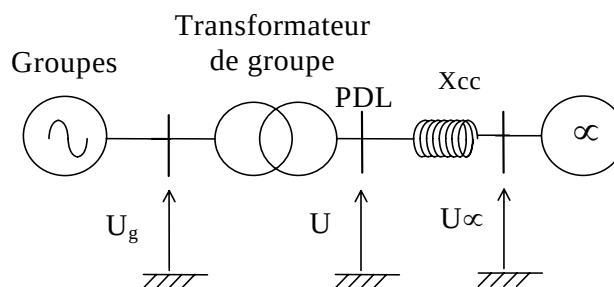


Schéma de principe pour l'étude de la stabilité en petit mouvement

Pour toute valeur de la réactance de liaison (x_{cc}) comprise entre (a) et (b), l'installation doit rester stable quel que soit son régime de fonctionnement dans les plages normale et exceptionnelle de tension et de fréquence, et quels que soient les niveaux de puissance active et réactive qu'elle produit.

3.1.1 Evaluation de la robustesse

Cette évaluation est réalisée par le calcul des marges de stabilité telle que définies dans l'annexe du présent article pour le point de fonctionnement $P = P_{\max} = \Pi_{\max}$, $Q = 0$ et $U = U_{\dim}$ au PDL ainsi que pour les trois points de fonctionnement suivants :

A : $P = P_{\max} = \Pi_{\max}$, $Q = 0,32.P_{\max}$ et $U = U_{\dim}$ au PDL

B : $P = P_{\max} = \Pi_{\max}$, $Q = 0,3.P_{\max}$ et $U = U_{\dim} - 0,1U_n$ au PDL

C : $P = P_{\max} = \Pi_{\max}$, $Q = -0,35.P_{\max}$ et $U = U_{\dim}$ au PDL

La régulation d'excitation de chaque groupe de production doit présenter pour l'ensemble des points de fonctionnement demandés :

- Une marge de module supérieure ou égale à 0,34
- Une marge de module complémentaire supérieure à 0,33

Document valide pour la période du 15 mai 2008 à ce jour

- Une marge de retard supérieure à 34 ms

Ces calculs sont réalisés pour les deux valeurs extrêmes de réactance de liaison $X_{cc} = \ll a \gg$ et $X_{cc} = \ll b \gg$.

Si l'installation dispose d'un asservissement de puissance réactive (APR), l'évaluation de la robustesse sera réalisée en supposant l'APR hors service.

3.1.2 Echelon de consigne du réglage primaire de tension

Cette étude consiste à réaliser un échelon de +2% sur la consigne du réglage primaire de tension de l'installation initialement à $P = P_{\max} = \Pi_{\max}$, $Q = 0$ et $U = U_{\dim}$ au point de livraison (PDL). La consigne initiale du réglage de tension est déterminée par ce point de fonctionnement.

Si l'installation dispose d'un asservissement de puissance réactive (APR), cet échelon est réalisé en supposant successivement l'APR hors service et en service (avec niveau RST constant).

L'installation de production doit rester stable (pas de perte de synchronisme et/ou pas de déclenchement sur une protection de l'installation).

Le temps d'amortissement de la puissance active au point de livraison à +/-1% de sa valeur finale doit être inférieur à 10 secondes.

3.1.3 Echelon de niveau du réglage secondaire de tension

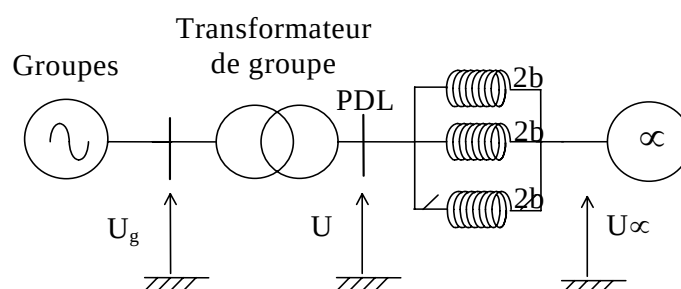
Si l'installation dispose d'un asservissement de puissance réactive (APR), l'étude suivante doit être réalisée en complément : échelon de +4% sur le niveau RST de l'installation initialement à $P = P_{\max} = \Pi_{\max}$, $Q = 0$ et $U = U_{\dim}$ au point de livraison (PDL). L'APR est supposé en service. Le niveau RST est déterminé par le point de fonctionnement de l'installation défini précédemment.

L'installation de production doit rester stable (pas de perte de synchronisme et pas de déclenchement sur une protection de l'installation).

3.2 Stabilité sur report de charge

Il s'agit d'évaluer les risques de perte de stabilité de l'installation lors de changements de schémas d'exploitation du réseau public de transport.

Pour cela, le raccordement de l'installation est représenté par sa mise en antenne sur "réseau infini" au travers de son transformateur et des réactances de liaison d'impédance $2b$ (voir schéma).



Document valide pour la période du 15 mai 2008 à ce jour

Schéma de principe pour l'étude de la stabilité sur report de charge.

L'ouverture d'une des trois lignes de réactance $2b$ ne doit notamment pas entraîner de tours électriques ni de découplage de l'installation, initialement à $P = P_{\max} = \Pi_{\max}$, $Q = 0$ et $U = U_{\dim}$ au point de livraison (PDL).

L'installation de production doit rester stable (pas de perte de synchronisme et pas de déclenchement sur une protection de l'installation).

Le temps d'amortissement de la puissance électrique au point de livraison à $\pm 5\%$ de sa valeur finale doit être inférieur à 10 secondes.

Si l'installation dispose d'un asservissement de puissance réactive (APR), cette étude est réalisée en supposant successivement l'APR hors service et en service (avec niveau RST constant).

3.3 Stabilité sur court-circuit

Pour évaluer les risques de perte de synchronisme, le raccordement de l'installation est représenté par sa mise en antenne sur réseau infini au travers de son transformateur et de 4 réactances de liaison d'impédance $3b$ (voir schéma) :

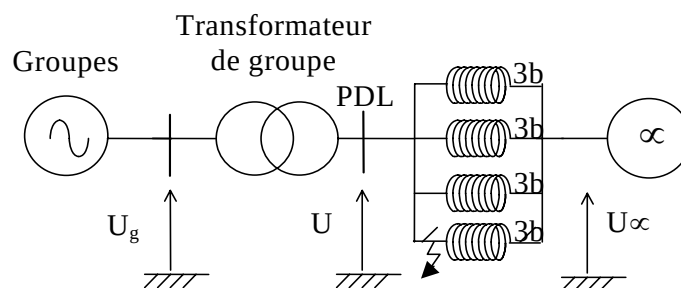


Schéma de principe pour l'étude de la stabilité sur court-circuit.

Pour le régime initial $U = U_{\dim}$, $P = P_{\max} = \Pi_{\max}$, $Q=0$ au point de livraison, un défaut triphasé, situé sur une des lignes de réactance $3b$ % côté transformateur de groupe et à une distance de l'extrémité de la ligne égale à 1% de sa longueur totale, éliminé par l'ouverture de celle-ci en un temps T , ne doit pas entraîner de perte de synchronisme de l'alternateur qui doit rester couplé au réseau public de transport. De plus, l'amortissement du régime oscillatoire doit être tel que la puissance électrique s'établisse à plus ou moins 5% de sa valeur finale en moins de 10 secondes.

Si l'installation dispose d'un asservissement de puissance réactive (APR), cette étude est réalisée en supposant l'APR hors service.

3.4 Perte de synchronisme

Afin de ne pas perturber la qualité de l'onde de tension, les installations de production de puissance inférieure à 120 MW doivent se découpler dès la détection d'une perte de

Document valide pour la période du 15 mai 2008 à ce jour

synchronisme, c'est à dire dès lors qu'un nombre de tours électriques ou d'inversions de puissance convenu avec RTE est atteint.

Les installations de production de puissance supérieure à 120 MW doivent disposer d'une capacité constructive telle que leurs groupes puissent supporter sans dommage, avant de se séparer du réseau :

- quatre tours d'angle interne ;
- 20 inversions de puissance.

La séparation du réseau intervient dès que l'un ou l'autre des 2 critères est atteint.

3.5 Comportement des installations lors d'un creux de tension – (comportement des auxiliaires)

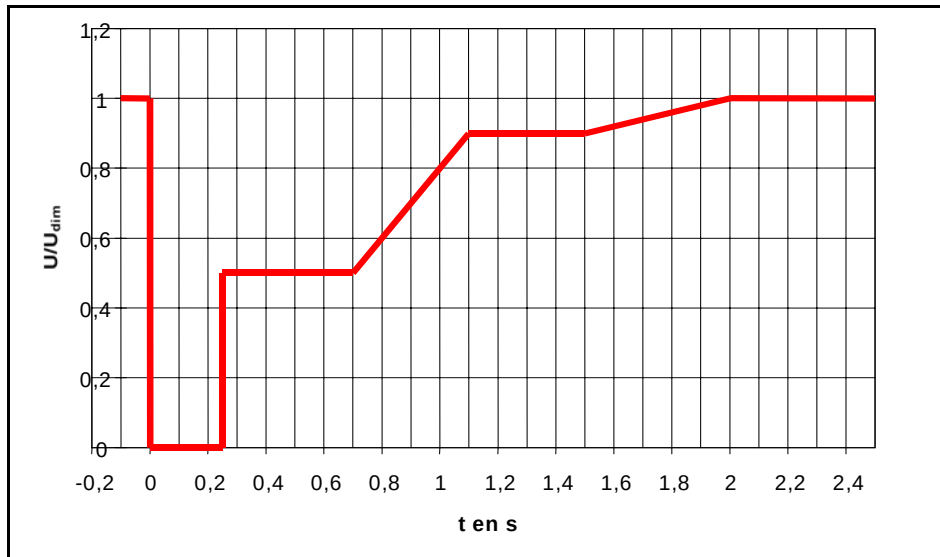
Les creux de tension, observés sur le réseau et auxquels peut être soumise l'installation de production, peuvent affecter le fonctionnement de l'installation, et notamment les auxiliaires, mais ne doivent pas provoquer le déclenchement de l'ensemble de l'installation.

En fonction du type de réseau auquel elle est connectée, l'installation doit donc être capable de supporter sans déclenchement les creux de tension d'amplitude inférieure aux gabarits suivants, lorsque ces derniers n'entraînent pas de rupture de synchronisme :

✓ Installation raccordée à un réseau de répartition :

- creux de tension 100% pendant 250 ms,
- palier à $0,5 U_{dim}$ pendant les 450 ms suivantes,
- retour linéaire à $0,9 U_{dim}$ pendant les 400 ms suivantes,
- palier à $0,9 U_{dim}$ pendant les 400 ms suivantes,
- retour linéaire à U_{dim} pendant les 500 ms suivantes.

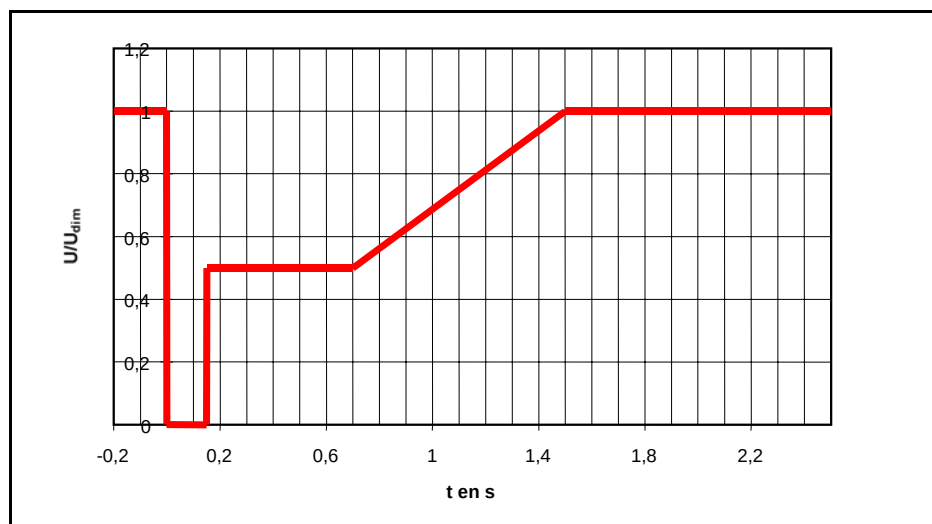
Document valide pour la période du 15 mai 2008 à ce jour



Gabarit de creux de tension pour les réseaux de répartition

✓ **Installation raccordée au réseau d'interconnexion :**

- creux de tension 100 % pendant 150 ms,
- palier à 0,5 U_{dim} pendant les 550 ms suivantes,
- retour linéaire à U_{dim} pendant les 800 ms suivantes.



Gabarit de creux de tension pour les réseaux d'interconnexion

Nota : La type de réseau au point de raccordement, interconnexion ou répartition, est précisée par RTE. Le réseau HTB3 et la partie du HTB2 équipée en « plan proche » – c'est à dire avec un plan de protection de performance équivalente à celui équipant le réseau HTB3 en raison

Document valide pour la période du 15 mai 2008 à ce jour

de contraintes de stabilité – constituent le réseau d'interconnexion, le reste du réseau HTB2 et les réseaux HTB1 constituant le réseau de répartition.

ANNEXE : PRINCIPES DE CALCUL DES MARGES DE STABILITE

DEFINITIONS

Boucle de régulation

La structure classique d'une régulation est la suivante (figure 1) :

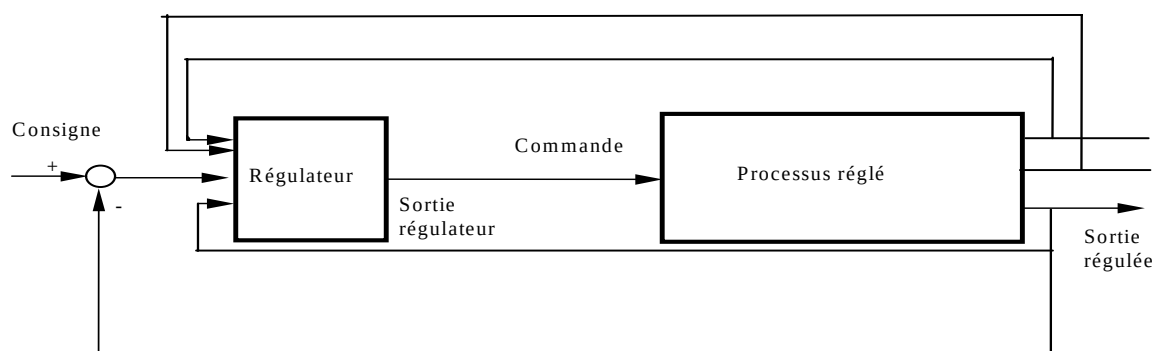


figure 1

Sur un tel schéma on peut définir la fonction de transfert en boucle ouverte et la fonction de transfert en boucle fermée.

La fonction de transfert en boucle ouverte $H(p)$ correspond à l'ouverture de la boucle **entre le régulateur et la commande** et est égale à la transmittance - [Sortie régulateur] / [Commande].

Marges de stabilité

La stabilité d'un système bouclé est définie par la position de sa transmittance en **boucle ouverte $H(p)$** (p opérateur de Laplace) par rapport au point -1 dans le plan de Nyquist (figure 2). On définit classiquement en automatique les marges de stabilité suivantes :

- **La marge de gain M_g est la valeur dont on peut multiplier la transmittance $H(p)$ pour qu'elle passe par le point -1.**

Physiquement la marge de gain est égale à la valeur qui multipliée au gain du régulateur entraîne l'instabilité.

- **La marge de phase M_p est l'angle ϕ tel que $\text{Arg}[H(j\omega_0)] = \pi + \phi$ avec ω_0 pulsation au gain unité.**
- **La marge de retard M_r est égale la marge de phase divisée par ω_0 . $M_r = M_p / \omega_0$.**

Physiquement la marge de retard correspond au retard pur qui, inséré dans la boucle de régulation, entraîne l'instabilité

Document valide pour la période du 15 mai 2008 à ce jour

- **La marge de module M_m est définie comme la distance minimale au point -1.**
 $M_m = \min(|1+H(p)|)$.

C'est l'inverse du coefficient de résonance harmonique¹ de la fonction de sensibilité
$$S = \frac{1}{1+H}.$$

- **La marge de module complémentaire M_{mc} est définie comme l'inverse du coefficient de résonance harmonique de la fonction de sensibilité complémentaire $T=1-S=H/(1+H)$**

Si on appelle λ la valeur du coefficient de résonance harmonique de T, la fonction de transfert en boucle ouverte sera extérieure au “ λ -cercle” de centre $\frac{-\lambda^2}{\lambda^2-1}$ et de rayon $\frac{\lambda}{|\lambda^2-1|}$ dans le plan de Nyquist (courbe de variation de la fonction de transfert en fonction de la fréquence du signal ω).

La spécification demandée est $M_{mc} > 0,33$ c'est à dire $\lambda < 3,03$. Le “ λ -cercle” correspondant a donc pour centre $[-1,12 ; 0]$ et un rayon de 0,37

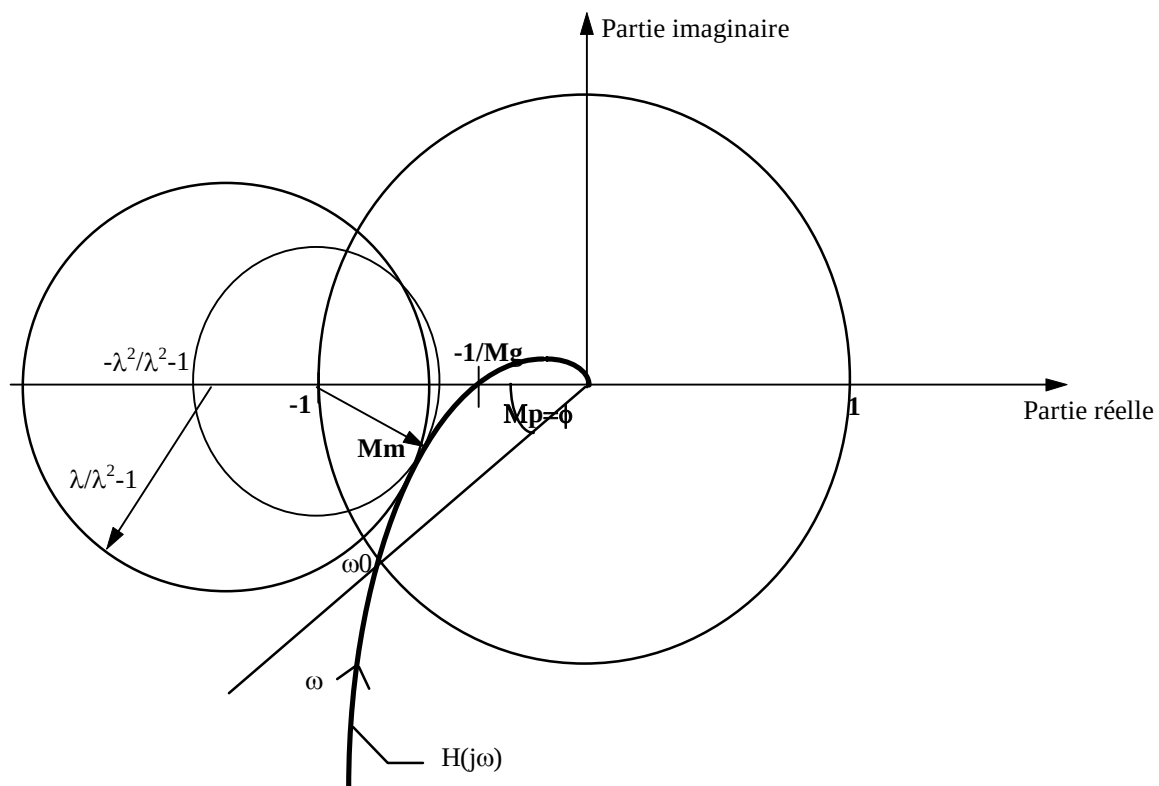


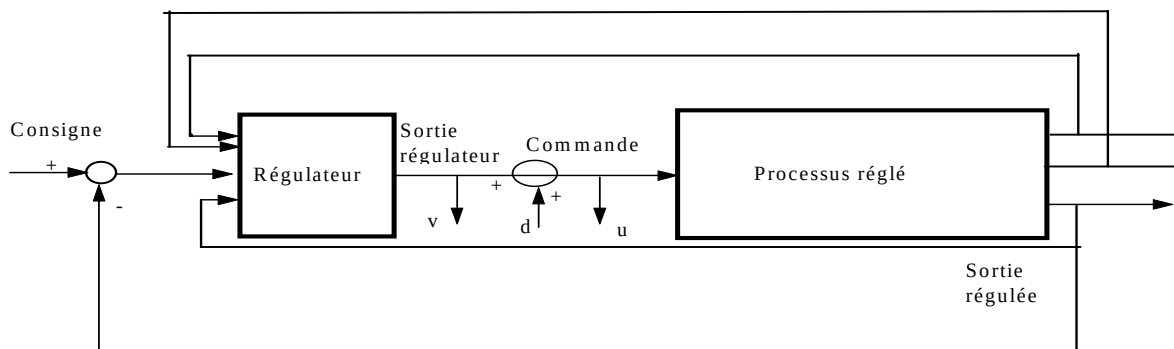
Figure 2

¹ le coefficient de résonance harmonique d'une fonction de transfert $H(p)$ est égale à $\max(|H(p)|)$.

Document valide pour la période du 15 mai 2008 à ce jour

PRINCIPE DES MESURES DES MARGES DE MODULES

La marge de module et la marge de module complémentaire peuvent être mesurées **en boucle fermée** en injectant un signal additionnel entre la sortie du régulateur et la commande.



La fonction de transfert entre d et $-v$, $-v(p)/d(p)$, est égale à la fonction de sensibilité complémentaire T .

La fonction de transfert entre d et u , $u(p)/d(p)$, est égale à la fonction de sensibilité S .

De plus, cette mesure permet d'évaluer la marge de retard du régulateur.



Référentiel Technique
Chapitre 4 – Contribution des utilisateurs aux performances du RPT
Article 4.4 – Réseau séparé

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

8 [pages](#)

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

Utilisateur concerné : producteur, consommateur, distributeur.

1. RAPPEL DES EXIGENCES REGLEMENTAIRES

- Article 11 du décret 2003 -588 du 27 juin 2003 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement au réseau public de transport de l'électricité [1].
- Articles 13, 20 et 28 de l'arrêté du 4 juillet 2003 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement direct au réseau public de transport d'une installation de production d'énergie électrique [2].
- Articles 11, 12 et 14 de l'arrêté du 4 juillet 2003 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement direct au réseau public de transport d'une installation de consommation d'énergie [3].
- Arrêté du 5 juillet 1990 fixant les consignes générales de délestage sur les réseaux électriques, modifié par l'Arrêté du 4 janvier 2005 [4]

2. ENJEUX POUR LE SYSTEME ELECTRIQUE ET LES UTILISATEURS

2.1. Les réseaux séparés : principes généraux

En régime normal de fonctionnement, le réseau de transport français constitue une seule composante connexe intégrée dans le système électrique européen interconnecté : il n'y a pas de « poches » du RPT fonctionnant isolées. Cependant, divers événements peuvent entraîner, dans des conditions exceptionnelles, la création temporaire de zones fonctionnant sans lien électrique avec le reste du réseau, grâce à la présence de moyens de production capables d'établir puis de maintenir l'équilibre avec tout ou partie des consommations situées dans la zone. On parle alors de « réseaux séparés ».

Cas général

L'apparition d'un réseau séparé résulte, le plus souvent, de déclenchements multiples d'ouvrages par actions d'automates ou de protections, suite à des amorçages avec l'environnement, des coups de foudre, des avaries de matériels. L'ampleur de ces réseaux séparés « fortuits » est très variable quant au nombre et aux puissances des groupes de production qu'ils incluent, aux volumes et types de consommation (industriels et/ou distributeurs). Par exemple, on a déjà constaté la création de réseaux séparés intéressant :

- un ou deux groupes de faible puissance alimentant une consommation de quelques mégawatts à travers des ouvrages 63 ou 90 kV,
- une agglomération ou une partie significative d'une région (consommateurs industriels et distributeurs) alimentée par plusieurs groupes de production de plusieurs centaines de MW à travers des ouvrages à 400 ou 225 kV.

Les régimes transitoires et les sollicitations induites sur les groupes de production sont en général d'autant plus fortes que les réseaux séparés sont initialement très déséquilibrés (en particulier s'ils étaient initialement « importateurs » depuis le reste du réseau à travers les ouvrages déclenchés). Une grande étendue de réseau séparé et surtout, en corollaire, un nombre et une puissance élevés des groupes de production participant au réglage de fréquence inclus dans ce réseau séparé sont généralement, sans que cela soit cependant une règle

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

générale, des facteurs conduisant à une moindre sollicitation des installations et à une plus grande chance de voir le réseau séparé « tenir ».

Cas particuliers

De façon très exceptionnelle, un réseau séparé peut résulter d'actions volontaires telles que :

- la séparation volontaire (en général manuelle¹, voire par action prédéterminée d'automates) d'une installation de production alimentant au travers d'ouvrages du RPT une installation de consommation pour anticiper/éviter une séparation fortuite non maîtrisée ou des perturbations inacceptables issues du RPT dans certaines conditions d'exploitation². Ce cas de réseau séparé volontaire et de « petite taille » n'est possible que si RTE a donné son accord et que les responsabilités des différents acteurs sont connues et formalisées. L'acceptation de la possibilité de création volontaire d'un tel réseau est ainsi subordonnée à l'acceptation par les parties concernées de la responsabilité des incidents qui peuvent avoir lieu durant ces périodes et des répercussions possibles sur la qualité de l'alimentation. (Article 14 de l'arrêté [3]).
- la remise sous tension d'une partie de réseau à partir de groupes qui y sont disponibles, sans qu'il soit possible de la reconnecter au reste du RPT, suite à des anomalies d'ouvrages. La reprise de charge associée se fait de façon progressive, en l'adaptant aux capacités dynamiques des groupes de production concernés.

Le fonctionnement en réseau séparé permet d'assurer, temporairement au moins, la continuité d'alimentation de tout ou partie des consommations situées dans la zone concernée. Quelles que soient la taille et les circonstances de création d'un réseau séparé, son fonctionnement ne doit en aucun cas mettre en cause ni la sécurité des personnes et des biens, ni la sûreté de fonctionnement du reste du Système Electrique.

2.2. Gestion en temps réel d'un réseau séparé

Le maintien sous tension d'un réseau séparé utilisant des ouvrages du RPT relève, sauf cas particulier formalisé (cf. § 3.3.1) de la responsabilité de RTE.

Dans le cas de la création fortuite³ « réussie³ » d'un réseau séparé, par essence fragile, l'objectif général de RTE est de le reconnecter dans les meilleurs délais au RPT (« recoupler » le réseau séparé au réseau général) et d'ici là de le garder opérationnel par instructions données aux producteurs et/ou consommateurs, en alimentant autant qu'il est possible les consommations sans mettre en péril son équilibre et en conservant la fréquence et la tension dans des plages acceptables. En particulier, RTE désigne un groupe comme « pilote » de la fréquence⁴.

S'il s'avère cependant que la tenue du réseau séparé s'avère à terme impossible ou risque de conduire à des conditions de fonctionnement trop éloignées de la normale au regard, en

¹ Typiquement par ouverture d'un organe de coupure après équilibrage des niveaux de production et consommation

² par exemple des creux de tension lors d'épisodes orageux

³ au sens que le réseau séparé a « survécu » au transitoire du passage en réseau séparé

⁴ le groupe désigné comme pilote de la fréquence peut changer dans la durée, mais à un instant donné il n'y a qu'un pilote pour éviter des actions non coordonnées.

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

particulier, des impacts possibles sur les installations de consommation et/ou de production, ou du risque de fonctionnements inadéquats ou non maîtrisés de systèmes de protection ou d'automates d'exploitation, RTE procède à la mise hors tension rapide et volontaire du réseau séparé par découplage des groupes correspondants.

Dans le cas d'un fonctionnement résultant d'une séparation volontaire dans des conditions initiales préalablement définies (réseau séparé volontaire de petite taille), RTE vérifie que les conditions de mise en œuvre sont bien celles requises et fait suspendre le fonctionnement du réseau séparé dès que celles-ci ne sont plus réunies. Le recouplage du réseau séparé au reste du RPT ne peut se faire sans l'accord de RTE.

Le recouplage au réseau général est réalisé normalement à l'aide d'un télé-coupleur, en conservant la continuité de fonctionnement. Le passage par une courte phase de mise hors tension du réseau séparé ne peut toutefois être exclu.

3. MISE EN ŒUVRE DES EXIGENCES PAR LES UTILISATEURS

3.1. Appréciation par RTE des risques de création de réseau séparé

L'article 20 de l'arrêté [2] traite de la possibilité de fonctionnement en réseau séparé. Il stipule en particulier que les groupes de production de puissance supérieure à 40 MW, sauf ceux relevant de l'article 28 de ce même arrêté, doivent être en mesure de participer, sur demande de RTE, à des réseaux séparés créés fortuitement, incluant plusieurs installations de production et de consommation.

Pour déterminer si une telle demande doit être faite à un/des groupe(s) de production, RTE s'efforce d'apprécier la possibilité qu'un réseau séparé puisse se créer et être viable en utilisant les éléments dont il dispose, en particulier :

- la topologie du réseau et ses conditions d'exploitation (par exemple des zones connectées au reste du réseau par un nombre réduit d'ouvrages suite à des retraits pour travaux ou à travers d'ouvrages pouvant être soumis à des modes communs de type aléa climatique, avalanches, ...), qui permettent d'évaluer le risque de création fortuite d'un réseau séparé et son étendue ,
- les ordres de grandeur relatifs des puissances généralement produites et consommées sur un tel réseau séparé potentiel
- les possibilités d'adaptation de la consommation (délestages, ...) pour la rendre si besoin compatibles (inférieures ou égales) avec la puissance des installations de production présentes sur le réseau séparé
- les types de productions débitant sur ce réseau et leurs capacités dynamiques, en particulier leurs capacités de réponses à des échelons de charge (à rapprocher du déséquilibre initial à attendre à la création du réseau séparé) et leurs capacités techniques à fonctionner à des puissances adaptées au réseau séparé (à rapprocher de la puissance appelée à attendre en général sur le réseau séparé). Dans ce but, la connaissance des valeurs des échelons, positif et négatif, de puissance appelée auxquels un groupe de production en réseau séparé peut répondre sans solliciter ses protections de sur-vitesse ou de sous-vitesse est requise,

Les capacités alors attendues des groupes concernés sont décrites au § 3.2.1

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

3.2. Réseaux séparés fortuits (cas général)

3.2.1. Besoins de RTE vis-à-vis des producteurs

Le maintien sous tension d'un réseau séparé et son recouplage au reste du réseau n'est possible que si les installations de production concernées présentent des caractéristiques permettant de maîtriser les différentes phases de la gestion temps réel d'un réseau ; celles-ci sont décrites ci-après avec en regard les performances attendues des groupes de production :

- maîtriser le transitoire créé par le passage en réseau séparé ;
 - le groupe peut dégager une puissance d'au moins 5 à 10 % de la puissance continue nette sur une sollicitation en échelon ;
- stabiliser le réseau séparé à un niveau de puissance imposé par les charges appelées sur le réseau séparé
 - le groupe peut fonctionner sur une large plage de puissance, en particulier à des niveaux de puissance peu élevés et s'y maintenir ;
- conserver l'équilibre global ainsi trouvé entre la production et les consommations tout en restant dans un domaine de fréquence acceptable ;
 - le groupe est en mesure, à la demande de RTE, d'assurer le rôle de "pilote de la fréquence" (assurant par modifications successives de sa consigne de puissance le maintien de la fréquence du réseau séparé au voisinage de la valeur objectif de 50 Hz) tant que l'installation dispose de la réserve de puissance suffisante ;
- conserver un fonctionnement stable sans oscillations de fréquence (ou tension) entretenues ;
 - le groupe dispose d'un régulateur de vitesse réglé pour la tenue d'un réseau séparé (de façon à assurer un fonctionnement stable sur un réseau de caractéristiques notablement éloignées de celles du RPT, en termes d'inertie de réseau, de puissance de court-circuit, de stabilité en tension et en fréquence)
 - le groupe dispose d'un régulateur de tension réglant la tension statorique de la machine selon une consigne modifiable sur ordre de RTE ou en autonome. Si ce régulateur comporte des boucles stabilisatrices utilisant par exemple la puissance ou la fréquence, elles doivent pouvoir, si besoin être mises hors service;
- maîtriser les transitoires liés au recouplage au réseau général
 - le groupe supporte sans déclenchement les transitoires éventuels générés par le recouplage du réseau séparé au réseau général (RTE minimise autant que possible la perturbation engendrée au moment du couplage des deux réseaux non connexes qui ne peut en aucun cas dépasser 200 mHz en écart de fréquence) ;
 - le groupe supporte sans dommage jusqu'à 12 inversions maximum de puissance lors des opérations de couplage entre le réseau séparé et le RPT.

Ces performances sont décrites dans la convention de raccordement performances du groupe.

Conformément à l'article 18 de l'arrêté [2] les installations de production d'une puissance supérieure ou égale à 120 MW sont munies d'un dispositif de réception d'information et d'ordres depuis RTE. Lors de l'occurrence de situations de réseau séparé, RTE envoie un message "passage en réseau séparé" qui informe les groupes de production concernés de la situation et leur commande de prendre les dispositions décrites dans la convention d'exploitation conduite.

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

3.2.2. Besoins de RTE vis-à-vis des consommateurs et des distributeurs pour la maîtrise de l'équilibre production consommation

Les dispositions prévues à l'article 12 de l'arrêté [3] concernant le délestage sur critères de fréquence ou de tension, ainsi que les éventuels systèmes de protections des matériels en cas de régimes exceptionnels évoqués à l'article 11 du même arrêté peuvent être sollicités lors du régime transitoire consécutif au passage en réseau séparé ou lors du fonctionnement établi en réseau séparé, par essence moins robuste et stable que le fonctionnement en réseau interconnecté.

Les consommateurs (raccordés au RPT ou au RPD) inclus dans un réseau séparé sont ainsi susceptibles, en particulier lors du transitoire de passage en réseau séparé, d'être délestés suite au fonctionnement des automates permettant un délestage sélectif de leurs charges en cas de baisse excessive de la fréquence.

Au cours du fonctionnement en réseau séparé, RTE peut également être amené à demander aux consommateurs raccordés au RPT ou aux distributeurs des délestages complémentaires s'il constate que l'équilibre entre production possible et consommation risque d'être rompu.

Les consommations sur les réseaux de distribution sont réparties selon des échelons correspondant à environ 20 % de la consommation globale du poste de raccordement au RPT, et calés sur les fréquences 49 Hz, 48,5 Hz, 48 Hz et 47,5 Hz, les consommations répertoriées comme prioritaires étant regroupées sur les échelons délestés en derniers (cf. arrêté [4])

Au cours du fonctionnement en réseau séparé, aucun reletage de consommation ne peut être entrepris sans un accord explicite de RTE.

3.3. Cas particuliers de réseaux séparés

3.3.1. Réseaux séparés sur un réseau privé et constitués d'installations mixtes de production et de consommation

En ce qui concerne les installations mixtes englobant des moyens de production et de la consommation sur un réseau privé, RTE et le (ou les) utilisateur(s) des installations conviennent des situations potentielles qui conduisent à l'îlotage des groupes de production interne sur tout ou partie de la charge des installations : cas de baisse excessive de la tension et/ou de la fréquence du RPT, fonctionnement de protection contre les courts circuits sur le RPT ou encore fonctionnement d'un automate.

Une convention d'exploitation précise les conditions selon lesquelles ce réseau séparé est susceptible de se créer et de se recoupler au RPT.

La responsabilité de la conduite du réseau séparé incombe totalement dans ces cas de figure aux propriétaires et utilisateurs des installations raccordées au réseau privé.

3.3.2. Réseaux séparés créés volontairement

Pour ces situations de réseaux séparés, dont l'occurrence repose sur un événement prévisible ou sur une mise en œuvre volontaire prévue (par exemple, une remise sous tension faite volontairement en réseau séparé), des études électrotechniques spécifiques sont réalisées par les organismes compétents, sur demande explicite du bénéficiaire du réseau séparé (consommateur industriel ou distributeur) ou bien de RTE. Elles ont pour but de démontrer la faisabilité du réseau séparé et de déterminer les valeurs des paramètres à appliquer sur la ou les installations de production impliquées sur ce réseau. Un essai en grandeur réelle peut être

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

réalisé, à fins de validation du scénario, selon des modalités convenues et suivant le principe que le demandeur supporte les coûts correspondants. Un tel essai ne doit pas mettre en péril la sûreté du réseau.

Un engagement par les acteurs du maintien des performances de leurs installations (par exemple, par examen régulier des paramètres sur les régulations de vitesse et de tension sur les groupes de production, capacité de délestage de consommation, fonctionnement des automates sur le réseau) est nécessaire pour contrôler que les conditions de réalisation du réseau séparé restent inchangées.

Les situations d'occurrence et les conditions de fonctionnement en réseau séparé, les réglages nécessaires aux régulations de vitesse, de tension et au fonctionnement correct des protections, ainsi que les rôles et engagements respectifs des différents opérateurs concernés sont notamment décrites dans une convention (convention multipartite spécifique ou conventions d'exploitation bilatérale, selon le nombre des parties concernées et les modalités prévues) conclue entre RTE et les utilisateurs ; il doit également y être précisé le mode de recouplage au réseau général, soit au moyen d'un dispositif de type télé coupleur, soit par mise hors tension volontaire suivie d'une reprise de l'alimentation par le réseau général.

En fonction des évolutions des besoins des consommateurs (qualité de l'alimentation, sûreté de fonctionnement) ou des évolutions du réseau ou de la production, la possibilité de mettre en œuvre volontairement le réseau séparé peut être remise en cause. Les points abordés dans la convention d'exploitation doivent évoluer en conséquence.

3.4. Relations de conduite avec les distributeurs lors d'un réseau séparé

Un réseau de distribution peut, suite à des aléas, se retrouver intégré à un réseau séparé. La contribution attendue par RTE du distributeur dans la conduite d'un réseau séparé dépend des conditions de création du réseau séparé.

Lors de la création d'un réseau séparé transmet aux centres de conduite concernés des gestionnaires de réseaux de distribution l'information de la création d'un réseau séparé, en priorité via le dispositif permettant à RTE de leur communiquer d'une manière instantanée des ordres d'alerte et de sauvegarde. La conduite à tenir (interdiction de certaines actions en autonome) est précisée dans les conventions de conduite.

3.4.1.1. Cas général

Les réseaux séparés incluant plusieurs utilisateurs et ouvrages du RPT sont conduits par RTE. Lorsqu'un réseau de distribution fait partie d'un tel réseau, le centre de conduite du distributeur doit se mettre à la disposition du centre de conduite de RTE et exécuter les ordres de conduite et de sauvegarde qui lui sont adressés. Le distributeur ne doit pas engager sans en référer au centre de conduite de RTE, des actions sur son réseau susceptibles d'affecter l'équilibre production-consommation ou de créer, via le RPD, des liaisons entre le réseau séparé et le reste du RPT.

3.4.1.2. Cas particulier de réseau séparé de très petite taille incluant un jeu de barres RPT

Il s'agit typiquement de réseaux séparés qui peuvent se créer au niveau d'un jeu de barres RPT, dans un poste source où est également présente une production HTB. Le maintien d'un tel réseau en fonctionnement nécessite une collaboration entre le producteur et le centre de conduite du distributeur. Il n'est accepté par RTE que si :

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

- les dispositifs de réenclenchement automatique ne sont pas mis en œuvre pour l'alimentation du poste de distribution,
- les équipements nécessaires pour la conduite des installations ont été installés par le producteur et le distributeur,
- les dispositions ont été prises par le distributeur pour la fixation du potentiel du neutre lors du fonctionnement en réseau séparé.
- les conventions d'exploitation des contributeurs au réseau prévoient ce mode de fonctionnement.

3.4.1.3. Réseau séparé de petite taille sur un jeu de barres HTA

Ce mode de fonctionnement ⁵, n'est pas du ressort de RTE qui n'est concerné que par la reprise de la connexion de ce sous réseau au RPT, qui peut engendrer des risques importants pour les installations HTA. Les exigences de RTE concernent :

- les équipements nécessaires pour garantir la séparation totale du réseau de distribution du RPT à installer par le distributeur,
- la convention d'exploitation du distributeur qui doit prévoir ce mode de fonctionnement.

Dans les cas 2 et 3, RTE pourra demander la mise hors tension du réseau séparé avant de procéder à son recouplage au RPT.

⁵ Très peu probable aujourd'hui a priori



Référentiel Technique

Chapitre 4 – Contribution des utilisateurs aux performances du RPT

Article 4.5 – Reconstitution du réseau / Renvoi de tension

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

6 [pages](#)

1. RAPPEL DU CADRE REGLEMENTAIRE

- Article 11 du décret 2003 - 588 du 27 juin 2003 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement au réseau public de transport d'électricité.
- Article 15 de l'arrêté du 4 juillet 2003 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement direct au réseau public de transport d'une installation de consommation d'énergie électrique.
- Article 21 de l'arrêté du 4 juillet 2003 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'une installation de production d'énergie électrique.
- Arrêté du 5 juillet 1990 fixant les consignes générales de délestage sur les réseaux électriques.

2. ENJEUX POUR LE SYSTEME ET LES UTILISATEURS

Une conjonction exceptionnelle d'événements défavorables peut conduire, malgré la mise en œuvre par RTE de tous les moyens d'actions à sa disposition, y compris les actions de sauvegarde et de défense, à un effondrement total du réseau. RTE doit alors restaurer un fonctionnement normal du RPT (on parle alors de « reconstitution du réseau ») avec les objectifs d'agir :

- au plus vite, de façon à limiter le plus possible dans le temps l'impact du black out sur la vie sociale et économique du pays,
- de façon maîtrisée, en respectant la sécurité des personnes et des biens et en évitant en particulier un nouvel effondrement du réseau, particulièrement fragile durant la phase de reconstitution.

La stratégie de RTE pour reconstituer le réseau après un incident généralisé sans secours possible de l'étranger est d'utiliser les groupes de puissance importante îlotés ou capables de démarrer en autonome (black start) dans le but de reconstituer des structures de réseau 400 kV et d'accélérer le redémarrage des groupes déclenchés. Des « renvois de tension » pré-étudiés vers des sites particuliers (consommateurs ou producteurs) peuvent aussi être effectués en cas de besoin.

3. MISE EN ŒUVRE DES EXIGENCES PAR LES UTILISATEURS

3.1 Contexte conduisant RTE à reconstituer le réseau et principes généraux

À la suite d'un événement ou d'une succession d'événements élémentaires conduisant à la mise hors tension de tout ou partie du RPT, il appartient à RTE d'entreprendre dans les meilleurs délais la reconstitution du réseau. Une première analyse de la situation conduit RTE à examiner et envisager les possibilités de reprise à partir de zones de « réseaux sains » d'une puissance et d'une dimension importantes, situés soit sur le territoire français, soit à partir de l'étranger. En complément, ou en cas d'absence de tout réseau puissant permettant d'entreprendre une reconstitution du réseau, RTE rétablit des structures minimales de réseau,

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

appelée ossatures régionales, sur lesquelles des groupes de forte puissance peuvent se reconnecter et des reprises progressives de consommation être effectuées. Ces ossatures régionales reposent sur les critères suivants :

- la redondance d'éléments physiques (liaisons double terre, existence de circuits parallèles) qui assurent une quasi -certitude à l'ossature de pouvoir être constituée quels que soient les travaux d'entretien ou les incidents fortuits sur les ouvrages du RPT,
- le passage par des centres de consommation importants,
- l'existence de centres de production de forte capacité sur l'ossature ou à proximité immédiate de celle-ci.

Le but global est la reconnexion complète entre elles des ossatures régionales et des zones de réseau restées sous tension, puis la reconnexion au système électrique européen et enfin la réalimentation de l'intégralité de la consommation intérieure.

3.2 Besoins de RTE vis-à-vis des producteurs

Un premier besoin de RTE vis-à-vis des groupes de production retenus comme devant participer à la constitution des ossatures régionales est leur capacité :

- soit à s'iloter¹ et se maintenir dans cet état dans l'attente du retour de la tension sur le RPT ;
- soit à démarrer en autonome (« black-start »), c'est-à-dire sans aide d'un réseau sous tension pour alimenter leurs auxiliaires de marche.

Tout groupe thermique de production de puissance supérieure ou égale à 40 MW doit être capable de satisfaire la première condition. L'aptitude à l'îlotage ou au démarrage en « black start » est définie de façon contractuelle entre RTE et les producteurs concernés.

RTE retient, pour une entité de production, l'implantation géographique sur le RPT comme autre critère de sélection pour être pris en compte pour jouer un rôle particulier en cas d'incident généralisé, pour la constitution d'une ossature régionale ou effectuer un renvoi de tension vers un point ou une zone de consommation particulière.

Les groupes de production retenus dans le cadre de la constitution des ossatures régionales doivent être en mesure de supporter les régimes transitoires liés à la mise sous tension d'appareils de transformation de forte puissance, à vide ou sur une charge limitée, ou tout autre appareil à noyau magnétique, sans qu'il en résulte un déclenchement des groupes ou une quelconque détérioration des installations.

Les groupes thermiques raccordés en THT doivent émettre une information synthétique, sous forme de télésignalisation (« TS1 : disponible pour les besoins du réseau »), envoyée à RTE pour l'avertir qu'ils sont dans des conditions techniques leur permettant de participer à la reconstitution du réseau (typiquement en situation d'îlotage réussi et stabilisé).

¹ Pour les groupes hydrauliques on parle souvent de « marche à vide », pour les groupes thermiques « d'îlotage sur leurs auxiliaires ».

Chapitre 4 – Contribution des utilisateurs aux performances du RPT

Article 4.5 – Reconstitution du réseau / Renvoi de tension

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

Les groupes thermiques sont capables de plus d'effectuer la fermeture de leur disjoncteur de groupe sur un réseau hors tension, soit par modification de leur contrôle/commande, soit par dispositions opérationnelles de mise en œuvre rapide.

Les groupes thermiques ou hydrauliques, de puissance supérieure ou égale à 40 MW et impliqués dans les premières étapes de la reconstitution du réseau, mettent à disposition des télémesures de fréquence, ou a minima sont en mesure de communiquer, suite à toute demande de RTE, la fréquence aux bornes des machines ou leur vitesse de rotation.

La reconstitution du réseau est, dans ses premières phases, comparable à la constitution et au maintien de réseaux séparés, les différences résidant dans l'absence de la phase transitoire de passage en réseau séparé et dans la recherche d'une augmentation de la puissance alimentée (phase de reprise de service); en conséquence, les besoins requis vis-à-vis des groupes de production sont du même type, à savoir :

- maîtriser le transitoire créé par la reprise de « paquets » de consommation ;
 - le groupe peut dégager une puissance d'au moins 5 à 10 % de la puissance continue nette sur une sollicitation en échelon ;
- stabiliser le réseau séparé au niveau de puissance imposé par les charges appelées sur le réseau séparé
 - le groupe peut fonctionner sur une large plage de puissance, en particulier à des niveaux de puissance peu élevés et s'y maintenir ;
- conserver l'équilibre global ainsi trouvé entre la production et les consommations tout en restant dans un domaine de fréquence acceptable ;
 - le groupe est en mesure, à la demande de RTE, d'assurer le rôle de "pilote de la fréquence" (assurant par modifications successives de sa consigne de puissance le maintien de la fréquence du réseau séparé au voisinage de la valeur objectif de 50 Hz) tant que l'installation dispose de la réserve de puissance suffisante ;
- conserver un fonctionnement stable sans oscillations de fréquence (ou tension) entretenues ;
 - le groupe dispose d'un régulateur de vitesse réglé pour la tenue d'un réseau séparé (de façon à assurer un fonctionnement stable sur un réseau de caractéristiques notablement éloignées de celles du RPT, en termes d'inertie de réseau, de puissance de court-circuit, de stabilité en tension et en fréquence)
 - le groupe dispose d'un régulateur de tension réglant la tension statorique de la machine selon une consigne modifiable sur ordre de RTE ou en autonome. Si ce régulateur comporte des boucles stabilisatrices utilisant par exemple la puissance ou la fréquence, elles doivent pouvoir, si besoin être mises hors service;
- maîtriser les transitoires liés au recouplage avec une autre ossature ou toute autre structure remise sous tension par ailleurs
 - supporter sans dommage jusqu'à 12 inversions de puissance lors d'opération de couplage entre ossatures régionales, entre le groupe concerné et une ossature régionale ou entre une ossature régionale et un réseau puissant français ou étranger sous tension : RTE minimise autant que possible la perturbation

Chapitre 4 – Contribution des utilisateurs aux performances du RPT

Article 4.5 – Reconstitution du réseau / Renvoi de tension

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

engendrée au moment du couplage de deux réseaux non connectés qui ne peut en aucun cas dépasser 200 mHz en écart de fréquence) ;

Ces performances sont décrites dans la convention de raccordement performances du groupe.

Par ailleurs, toute installation (hydraulique en particulier), munie d'une fonction de recouplage automatique dès le retour de la tension sur son poste de raccordement au RPT, doit être en mesure d'inhiber cette fonction sur ordre de RTE.

Toute installation de production de 120 MW ou plus doit posséder un dispositif de réception d'informations ou d'ordres en provenance de RTE (information sur la situation générale du RPT, réalisation d'actions en autonome à réception de « Incident Généralisé » et exécution d'ordres émis par les dispatchings). Les groupes qui se sont séparés du réseau comme ceux restés couplés au réseau, prennent des dispositions décrites dans des règles d'exploitation spécifiques à ce type de situation : actuellement « Règles Générales d'Exploitation du Système d'Alerte et de Sauvegarde » (cf. article 4.7).

Enfin, compte tenu de l'encombrement des liaisons du réseau téléphonique lors des situations d'incident généralisé, les unités ou les centres de conduite de production doivent pouvoir se raccorder au Système de Téléphonie de Sécurité prévu par les textes réglementaires ².

3.3 Besoins de RTE vis-à-vis des distributeurs

RTE doit à tout moment maîtriser la consommation reprise afin de ne pas mettre en péril l'équilibre fragile du réseau en cours de reconstitution. A cet effet, les distributeurs disposent d'un système de réception de messages, ou à défaut d'une liaison téléphonique sécurisée, qui leur permet d'être destinataires de l'ordre « Incident Généralisé ». A réception, ces derniers appliquent les documents en vigueur associés (actuellement dénommés « Règles Générales d'Exploitation du SAS »). Les dispositions correspondantes sont précisées dans les conventions d'exploitation.

Par ailleurs, à la demande de RTE, les gestionnaires de réseau de distribution peuvent être amenés à procéder au « délestage préventif »³ d'une partie significative de la puissance appelée (plusieurs dizaines de % soit plusieurs échelons de délestage - cf. article 3.4) dans le but de faciliter les opérations ultérieures de reprise de service en limitant ainsi le volume de puissance reprise à la remise sous tension et en privilégiant dans le même temps la reprise de consommateurs prioritaires. En effet, les plans de reprise de service après incident généralisé reposent, au moins dans les premiers temps, sur des reprises de poches de consommation limitées à environ 50 MW, volume compatible avec les performances dynamiques des groupes de production. Ces poches de consommation sont prédécoupées par des automates dès la disparition de la tension. Afin de ne pas organiser un découpage excessif des réseaux ou dans certains cas de par l'existence de postes sources de consommation largement supérieure à 50 MW, il est alors nécessaire de compléter l'action du plan de découpage à manque de tension (plan AMU) par des « délestages préventifs » dans les postes hors tension. Par ailleurs, les distributeurs doivent installer à la demande de RTE, des automates à manque de

² Décret du 29 juillet 1927 (modifié en 1935, 1950 et 1975), en application de la loi du 15 juin 1906 sur les distributions d'électricité [article 61 (télécommunications)]

³ Les postes étant hors tension, la notion de « délestage préventif » correspond à l'ouverture des départs HTA concernés mais n'aura une conséquence visible qu'au retour de la tension où les départs HTA « délestés préventivement » ne seront pas réalimentés.

Chapitre 4 – Contribution des utilisateurs aux performances du RPT

Article 4.5 – Reconstitution du réseau / Renvoi de tension

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

tension sur le secondaire des transformateurs 225 kV/HTA, et de déconnexion automatique des condensateurs raccordés en HTA, toujours en application du même plan.

La reprise de consommation est effectuée progressivement (par les distributeurs sur consigne de RTE), en commençant par les échelons 5, puis 4, les plus prioritaires. Il appartient donc à chaque distributeur d'organiser les départs dans ses postes sources, de façon à ce que la réalimentation des utilisateurs puisse s'effectuer selon un ordre du plus prioritaire au moins prioritaire.

3.4 Besoins de RTE vis-à-vis des consommateurs

RTE peut demander aux consommateurs industriels raccordés directement sur le RPT de délester tout ou partie de leur consommation. Les dispositions correspondantes sont définies contractuellement dans les conventions d'exploitation conduite, dans le respect des minima de sécurité accordés par les Préfectures.

4. BESOINS SPECIFIQUES EN MATERE DE RENVOI DE TENSION

En situation d'incident généralisé, RTE est susceptible de mettre des éléments du RPT à disposition pour permettre à des producteurs ou des consommateurs qui le solliciteraient, de recevoir la puissance nécessaire à leur redémarrage depuis un groupe (dans l'hypothèse d'un effondrement général du réseau, sans possibilité de secours d'un réseau « fort » en France ou depuis l'étranger). L'ensemble « groupe source - éléments du RPT - cible » constitue une file de renvoi de tension ; l'ensemble des opérations de mise en œuvre d'une file est appelé « scénario de renvoi de tension ».

Compte tenu des phénomènes transitoires pouvant survenir lors de tels renvois de tension et de la spécificité des manœuvres à mener lors de leur mise en œuvre en situation d'incident éventuellement généralisé, des études de faisabilité préalables sont nécessaires, et des performances spécifiques sont attendues des « groupes sources ». Ces éléments font l'objet de contractualisations spécifiques entre l'exploitant de la « cible », le producteur exploitant le groupe « source » et RTE.

En temps réel, RTE doit être averti de la disponibilité des groupes sources, à l'aide de téléinformations spécifiques (TS1 « prêt au renvoi »). RTE choisit le scénario le plus adéquat et le plus rapide de mise en œuvre. Le groupe source de la file est alors sollicité et suit les instructions de RTE pour remettre sous tension la file de renvoi.

Enfin, l'exploitant d'un groupe identifié comme groupe source dans un scénario de renvoi de tension, s'engage à signaler toute incapacité temporaire, voire définitive, à RTE dès qu'elle survient en temps réel (avarie fortuite) ou qu'elle est connue à l'horizon prévisionnel (retrait programmé).



Référentiel Technique

Chapitre 4 – Contribution des utilisateurs aux performances du RPT

Article 4.6 – Système de protection contre les défauts d'isolement

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

9 [pages](#)

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

Utilisateurs concernés : producteurs, consommateurs, distributeurs.

1. RAPPEL DES EXIGENCES REGLEMENTAIRES

- Article 8 du décret 2003 -588 du 27 juin 2003 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement au réseau public de transport d'électricité.
- Articles 7 et 8 de l'arrêté du 4 juillet 2003 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement direct au réseau public de transport d'une installation de consommation d'énergie électrique.
- Articles 6 et 7 de l'arrêté du 4 juillet 2003 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de transport d'une installation de production d'énergie électrique.
- Article 66 de l'arrêté du 17 mai 2001 fixant les conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique.
- Article 7 et 8 du projet d'arrêté fixant les conditions techniques de raccordement des réseaux de distribution au RPT.

2. ENJEUX POUR LE SYSTEME ELECTRIQUE ET LES UTILISATEURS

Le système de protection contre les défauts d'isolement répond à quatre exigences :

- **Satisfaire les utilisateurs** : les performances du système de protection du réseau public de transport conditionnent le niveau de continuité de la connexion de l'installation et la qualité de la tension au point de raccordement. Le non-respect de ces performances peut conduire au déclenchement des installations (consommation ou production) par fonctionnement de protections.
- **Assurer la sûreté de fonctionnement du système** : des éliminations de défauts d'isolement trop longues ou insuffisamment sélectives peuvent conduire à des incidents de grande ampleur tels que des déclenchements d'ouvrages incontrôlables, des pertes de synchronisme ou des écroulements de tension.
- **Respecter l'intégrité des matériels** : les courants de court-circuit eux-mêmes ou les forces électrodynamiques résultantes peuvent détruire les ouvrages du réseau ou les installations des utilisateurs.
- **Minimiser les risques pour la sécurité des personnes.**

3. PRINCIPES DE FONCTIONNEMENT

3.1 Origine et nature des défauts

Les ouvrages de transport d'électricité (lignes, câbles, postes...) peuvent être affectés au cours de leur fonctionnement d'un certain nombre de défauts d'isolement qui peuvent être d'origine externe ou interne.

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

Dans le premier cas, il s'agit des causes naturelles ou accidentelles indépendantes du réseau. On distingue deux grands types de **causes externes** :

- **Les perturbations atmosphériques** (orage, brouillard, givre...) qui sont la principale cause de défaut sur les lignes aériennes,
- **Les causes diverses et accidentelles** : amorçages avec des corps étrangers (branches, oiseaux...), amorçages avec divers engins (grues, engins de terrassement...), pollution.

Dans le second cas, les défauts ont pour origine le réseau lui-même. **Les causes internes** sont principalement :

- **Les avaries de matériels** (lignes, câbles, transformateurs, réducteurs de mesures, disjoncteurs) engendrées par des ruptures mécaniques ou le vieillissement des isolants,
- **Les manœuvres inopportunes** liées à une défaillance humaine ou matérielle.

Un défaut a pour conséquence, dans la très grande majorité des cas, l'apparition d'un courant de court-circuit qui doit être éliminé par la mise hors tension de l'ouvrage en défaut. De ce fait, les défauts qui affectent les différents composants du réseau constituent, vis-à-vis des utilisateurs, la principale cause d'interruption de fourniture d'énergie électrique.

Indépendamment de son origine, **un défaut peut être de deux natures différentes** :

- **Défaut fugitif**, si après un isolement de courte durée l'ouvrage concerné peut être remis sous tension (contournement d'une chaîne d'isolateur dû à une surtension atmosphérique par exemple),
- **Défaut permanent**, lorsqu'il s'accompagne d'une avarie (ou d'une présomption d'avarie) de matériel nécessitant une intervention pour réparation ou contrôle avant remise en service de l'ouvrage.

3.2 Régime de neutre

Le mode de raccordement à la terre du(des) point(s) neutre(s) des installations à la tension du RPT détermine les niveaux des grandeurs électriques : intensité des courants de défaut à la terre, surtension, tension de contact, de toucher, de pas ...

Pour assurer la protection des personnes contre les risques de contact avec les masses mises accidentellement sous tension, l'arrêté du 17 mai 2001 (et plus particulièrement son article 66) prévoit notamment la mise à la terre du neutre des ouvrages HTB du réseau public de transport.

Sur le RPT, cette mise à la terre est réalisée en règle générale par l'intermédiaire d'une inductance de neutre au niveau des transformateurs « source » côté RPT, permettant ainsi aux grandeurs électrotechniques au point de réseau considéré d'être compatibles avec les contraintes citées.

Les exigences de RTE en terme d'impédance homopolaire sont en général les suivantes :

- En 225 kV, le rapport « impédance homopolaire sur impédance directe » est compris entre 1 et 3 en tout point du réseau.

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

- En 90 kV, l'impédance homopolaire résultante en tout point du réseau est comprise entre 10 et 120 ohms.
- En 63 kV, l'impédance homopolaire résultante en tout point du réseau est comprise entre 10 et 90 ohms.

3.3 Courants de court-circuit

Les courants de court-circuit engendrés par les défauts perturbent le bon fonctionnement du système. Ils provoquent en effet :

- Des chutes de tension (creux de tension) sur le réseau, dont l'amplitude et la durée sont fonction de la forme - monophasée ou polyphasée - de s défauts ainsi que de leur emplacement,
- Des contraintes d'échauffement et des efforts électrodynamiques au niveau des matériels qui peuvent avoir des effets destructeurs si les limites de tenue du matériel sont dépassées,
- Des contraintes dynamiques (en particulier d'accélération) au niveau des groupes de production,
- Des risques vis-à-vis des tiers, par élévation du potentiel de terre provoquée par le courant de court-circuit.

Vis-à-vis de ces différentes contraintes, la durée des défauts est déterminante et les temps d'élimination doivent être parfaitement maîtrisés.

3.4 Elimination des défauts

Lorsqu'un défaut d'isolement apparaît sur un ouvrage du réseau, il faut mettre l'ouvrage concerné hors tension en déclenchant le ou les disjoncteurs qui le relient au reste du réseau. Les fonctions de détection du défaut et de commande de déclenchement des disjoncteurs HTB concernés sont assurées par des dispositifs particuliers : les protections contre les défauts d'isolement.

La fonction de protection est une des fonctions les plus critiques pour la sûreté du système.

On attend des protections un fonctionnement sûr, sélectif et rapide, et répondant aux exigences de sécurité des biens et des personnes¹.

3.4.1 Sécurité des personnes et des biens

Tout défaut d'isolement, quelle que soit sa localisation et quelle que soit sa forme (polyphasé ou monophasé, franc ou résistant), doit être éliminé de manière à ce que le risque de dommage corporel et matériel soit limité à un niveau défini dans l'arrêté du 17 mai 2001.

Cette exigence est satisfaite par l'existence, au sein du système de protection, de moyens particuliers permettant d'éliminer tout défaut :

- par l'action du système de protection de l'ouvrage en défaut,

¹ au sens de la norme ISO 8402 Management de la qualité – Vocabulaire « risque de dommages corporels et matériels limité à un niveau acceptable »

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

- et/ou par l'action du système de protection de tous les autres ouvrages, qui participent à l'alimentation du défaut.

3.4.2 Sûreté de fonctionnement

En cas de défaillance du système de protection (d'un équipement de protection, d'un réducteur de mesure, d'un disjoncteur, de l'alimentation auxiliaire des ces équipements...), l'élimination de certains défauts doit se faire dans des conditions aussi proches que possible des performances nominales demandées ou sinon, au moins en un temps défini.

3.4.3 Sélectivité

La sélectivité, c'est -à-dire le déclenchement des seuls disjoncteurs délimitant l'ouvrage en défaut, doit être systématiquement recherchée, et pleinement assurée en l'absence de défaillance du système de protection.

3.4.4 Rapidité d'élimination

L'élimination des défauts doit être suffisamment rapide pour pouvoir garantir :

- la tenue des matériels du RPT ainsi que de tout autre réseau (réseaux de télécommunications, d'hydrocarbures ...) situés au voisinage,
- la sûreté de fonctionnement du système électrique (perte de synchronisme des groupes de production),
- la qualité de fourniture de l'énergie délivrée aux utilisateurs du RPT.

3.5 Plans de protection

L'ensemble des protections d'un réseau ainsi que les exigences de coordination entre ces protections constituent un « plan de protection ». Pour le RPT, les plans de protection² se déclinent en différents paliers techniques : Plan 75, Plan 83 et Plan 86 pour la HTB3, plan électromécanique et plan statique pour la HTB2 et la HTB1. Chaque plan doit être tel qu'en cas de défaillance d'une protection ou d'un disjoncteur, un secours soit toujours assuré. Ce secours peut être réalisé soit localement (par exemple par doublement des protections...), soit à distance par les protections des autres ouvrages du réseau. Le secours aura des performances (sélectivité, rapidité...) plus ou moins élevées suivant la nature du réseau concerné : réseaux d'interconnexion, réseaux de répartition, etc.

Le plan de protection spécifie en outre les besoins en matière de reprise automatique de service des installations des utilisateurs, dont les moyens associés, souvent fondés sur des contrôles de présence/absence de tension, sont influencés par les sources de tension que constituent les groupes de production.

Le plan de protection des réseaux maillés (ou bouclés) est plus complexe que celui qui protège les réseaux en antenne, car en cas de défaut sur une ligne d'un réseau maillé, le courant se répartit sur les différentes branches du réseau.

² Pour plus d'informations sur les différents plans de protection, se reporter à l'annexe A.1.6 du Mémento de la Sûreté du Système Electrique disponible sur le site internet de RTE : http://www.rte-france.com/htm/fr/qui/qui_reseau_memento.jsp

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

En HTB3, il est nécessaire d'éliminer les défauts polyphasés en un temps très court pour ne pas compromettre la stabilité des groupes. Le système de protection fait appel à des protections électroniques ou numériques associées à des asservissements entre postes (accélérations de stade par exemple). Les temps typiques d'élimination, temps de fonctionnement des disjoncteurs compris, sont de l'ordre de :

- Pour les défauts lignes : 80 à 120 ms,
- Pour les défauts barres : 75 ms pour les nouvelles dispositions (protections différentielles de barres), de 140 à 170 ms pour l'ancienne technologie (protections directionnelles de barres),
- Pour les défauts avec défaillance d'un disjoncteur : 190 à 270 ms.

En HTB2, les équipements de protections électromécaniques tendent à disparaître au profit de l'électronique et du numérique dans le cadre des programmes de renouvellement, que cela soit au titre des contraintes de stabilité (pour les postes dits alors « postes proches ») ou au titre de la vétusté. L'utilisation d'asservissements entre postes (téléactions...), nécessaires notamment dans le cas des postes proches tend à se développer pour les autres installations (prise en compte de contraintes de qualité de fourniture). Les temps typiques d'élimination, temps de fonctionnement des disjoncteurs compris, sont de l'ordre de :

- Pour les défauts lignes : 120 à 150 ms (postes proches), 140 à 800 ms en général pour les autres postes (< à 250 ms si téléactions),
- Pour les défauts barres : 95 ms (postes proches, équipés d'une protection spécifique de barres), de 600 à 800 ms pour les autres postes.

En HTB1, les systèmes de protections sont de technologies diverses, électromécanique pour les plus anciennes et numériques pour les plus récentes. Les programmes de renouvellement conduisent au remplacement des matériels les plus anciens par des matériels de nouvelle technologie. En zone sensible, des asservissements entre postes (téléactions) peuvent également être utilisés. Les temps d'élimination typiques, temps de fonctionnement des disjoncteurs compris sont de l'ordre de :

- Pour les défauts lignes : 140 à 800 ms (< à 250 ms si téléactions),
- Pour les défauts barres : 95 ms (postes équipés d'une protection spécifique de barres), de 600 ms à 1s pour les autres postes, exceptionnellement jusqu'à 3s pour le dernier disjoncteur concerné.

4. MISE EN ŒUVRE DES EXIGENCES PAR LES UTILISATEURS

Il appartient à l'utilisateur d'équiper son installation d'un système de protection qui élimine tout défaut d'isolement au sein de son installation susceptible de créer un surintensité ou une dégradation de la qualité de l'électricité sur le RPT (cf. article 6 de l'arrêté raccordement des producteurs au RPT et article 7 de l'arrêté raccordement des consommateurs au RPT).

De plus, le raccordement au RPT d'une installation de production ou de consommation génère notamment au niveau de la liaison et du poste de raccordement, des risques importants pour le fonctionnement du système électrique, de ses différents composants (ouvrages) et de toutes les activités associées ou situées dans son environnement. En particulier, ces installations

Chapitre 4 – Contribution des utilisateurs aux performances du RPT
Article 4.6 – Système de protection contre les défauts d'isolement

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

peuvent participer à l'alimentation des défauts d'isolement (court -circuit) affectant le RPT : ces situations nécessitent que soit défini, mis en œuvre, exploité et maintenu un système de protection visant à isoler très rapidement l'ouvrage.

Pour cela, RTE fournit à l'utilisateur un cahier des charges fonctionnel du système de protection, dont un volet est l'expression des besoins locaux en matière de performances du système de protection à mettre en œuvre.

Cette expression des besoins est établie sur la base du Plan de protection des réseaux concernés (électromécanique ou statique) et en fonction du mode de raccordement local qui est déterminant (nature du niveau de tension, nature des ouvrages : lignes aériennes, liaisons souterraines, raccordement sur les jeux de barres d'un poste RPT...).

Elle repose sur le principe que le raccordement de l'installation de production ou de consommation ne doit pas dégrader les performances de fonctionnement du RPT ni la qualité de la tension aux points de raccordement des autres utilisateurs.

Le cahier des charges remis par RTE à l'utilisateur doit être par conséquent cohérent avec le plan de protection du RPT et ses évolutions programmées. Il précise notamment les caractéristiques électriques des ouvrages et des protections du RPT nécessaires pour que le fonctionnement des protections de l'installation de production ou de consommation soit coordonné avec celles du RPT.

Le cahier des charges indique aussi, à titre d'information, la protection « en secours éloigné » éventuellement assurée par les protections du RPT vis-à-vis de l'installation de production ou de consommation.

L'expression des besoins définit les performances du système de protection à mettre en œuvre par l'utilisateur sur les points suivants :

4.1 Régime de neutre des ouvrages HTB de l'installation

Afin de compléter les prescriptions générales de l'arrêté du 17 mai 2001 qui ne s'appliquent qu'au RPT, l'article 7 de l'arrêté raccordement des producteurs au RPT et l'article 8 de l'arrêté raccordement des consommateurs au RPT prévoient que les ouvrages HTB de l'installation de production ou de l'installation de consommation raccordée en HTB3 ou HTB2 ou HTB1 avec plus de 12 MW de production, doivent comporter un dispositif de mise à la terre du point neutre.

Ce dispositif doit être conçu et réalisé de telle sorte que l'impédance homopolaire globale du niveau HTB au(x) point(s) de livraison de l'installation ne doit pas être inférieure à une certaine valeur spécifiée par RTE dans le cahier des charges fonctionnel du système de protection.

L'utilisateur est responsable de la conception, de la réalisation et de l'entretien du dispositif de mise à la terre de manière à ce que ces exigences soient respectées.

Pour une installation de consommation raccordée en HTB1 avec moins de 12 MW de production, l'article 8 de l'arrêté raccordement des consommateurs au RPT prévoit que le point neutre n'est pas relié à la terre.

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

4.2 Elimination des défauts d'isolement

Les performances attendues sont exprimées dans le cahier des charges en terme de temps d'élimination des défauts d'isolement monophasés et polyphasés selon les trois types suivants :

- temps d'élimination normale correspondant aux exigences de rapidité et sélectivité,
- temps d'élimination avec défaillance correspondant aux exigences de sûreté de fonctionnement,
- temps maximal d'élimination correspondant aux exigences de sécurité des personnes et des biens,

et pour chacune des cinq localisations de défauts suivantes :

- défaut situé sur l'installation privée en aval de son jeu de barres HTB,
- défaut situé sur le jeu de barres HTB de l'installation,
- défaut situé sur la (ou les) liaison(s) de raccordement,
- défaut situé sur le jeu de barres du poste RTE de raccordement,
- défaut situé sur les ouvrages lignes et transformateurs raccordés au poste RTE de raccordement.

Ces performances attendues peuvent être complétées des précisions suivantes :

Sélectivité

Dans le cas du raccordement par une ligne aérienne HTB2 ou HTB3, l'élimination en cas de défaut monophasé pas ou peu résistant peut être réalisée par l'ouverture de la seule phase en défaut (cette disposition est systématiquement réalisée sur le réseau HTB3 et HTB2 du RPT). Dans le cas d'un producteur, ce besoin s'appuie sur la recherche de la meilleure disponibilité en matière d'évacuation d'énergie dans la mesure où le producteur l'accepte et où le(s) groupe(s) l'admet(tent) techniquement (stabilité).

Sûreté de fonctionnement

Dans certaines situations RTE pourra requérir par exemple :

- Le doublement des protections principales sélectives (une très faible probabilité de défauts sur la (les) liaison(s) de raccordement associée à l'assurance de réaliser une maintenance préventive de haute qualité constituant des éléments significatifs pour ne pas y recourir). Ceci vaut pour les raccordements en HTB3, HTB2 ou en HTB1 dans certains cas (postes HTB3/HTB1 et certains postes HTB2/HTB1 ou d'étoilement HTB1, à haut niveau de qualité).
- Le traitement de la « défaillance disjoncteur » (à l'ouverture sollicitée par une protection contre les défauts d'isolement) dans le cas d'un raccordement direct sur le jeu de barres du poste du RPT (sans liaison de raccordement équipée de disjoncteurs). Il s'agit de la prise en compte par l'utilisateur et par RTE d'une action de séparation instantanée de ses installations, suite à la détection par RTE ou par l'utilisateur de la défaillance d'un des

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

organes de coupure du poste. Il en est de même de la prise en compte d'un ordre de déclenchement issu de la protection de barres du poste RPT dans cette même configuration de raccordement.

Sécurité des personnes et des biens

Elle peut être assurée par l'existence, au sein du système de protection, d'équipement(s) assurant un secours « local » permettant l'élimination d'un défaut affectant la liaison de raccordement, et un secours « éloigné » permettant l'élimination d'un défaut affectant les ouvrages du RPT situés en amont de la liaison de raccordement, en un temps acceptable (de l'ordre de quelques secondes au maximum), en cas de défaillance et quelle qu'en soit son origine (défaut résistant, avarie réducteur de mesure, défaut de mode commun...).

4.3 Reprise de service

Il faut identifier les contraintes locales de reprise de service automatique (cycle de réenclenchement monophasé, triphasé, lent et/ou rapide, fonctionnement de « bascule lente et/ou rapide »...) dont le bon fonctionnement doit être préservé, indépendamment du mode de raccordement.

5. MISE EN ŒUVRE PARTICULIERE D'EXIGENCES PAR LES DISTRIBUTEURS

Les conditions de raccordement des réseaux de distribution au réseau de transport font que la mise en œuvre des règles génériques décrites dans les parties 3 et 4 conduit à une variété de situations en ce qui concerne le partage des responsabilités en matière de protection entre RTE et le distributeur.

En effet, pour des raisons aussi bien fonctionnelles qu'historiques, il existe différentes configurations des limites entre RPD et RPT. En particulier, les postes sources sont très souvent des postes de propriété partagée et font partie à la fois du RPD et du RPT. Les limites de propriété entre RTE et le distributeur dans ces postes se positionnent compte tenu de la structure du poste, de son importance relative pour chaque réseau et du type de poste (ouvert, en bâtiment, blindé...).

Compte tenu de cette situation, le projet d'arrêté relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'un réseau public de distribution a prévu que le distributeur et RTE conviennent des moyens à mettre en œuvre, chacun dans sa partie du poste source, pour assurer les fonctionnalités de protection décrites au 3 de ce chapitre. RTE fournit ensuite au distributeur un cahier des charges fonctionnel du système de protection que ce dernier doit respecter sur ces installations.



Référentiel Technique
Chapitre 4 – Contribution des utilisateurs aux
performances du RPT
Article 4.7 – Echange d'informations et système de
téléconduite

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

9 [pages](#)

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

Utilisateur concerné : producteur, consommateur, distributeur

1. RAPPEL DES EXIGENCES REGLEMENTAIRES

Les articles 26 et 27 de l'arrêté du 04 juillet 2003 relatif au raccordement des producteurs au Réseau Public de Transport (RPT) définissent les principes du système d'échanges d'information entre RTE et le Producteur. Pour les consommateurs industriels, ces principes sont définis à l'article 13 de l'arrêté du 04 juillet 2003 relatif au raccordement des consommateurs au RPT. Pour les distributeurs, ils sont définis dans les articles 13 et 18 du projet d'arrêté fixant les conditions techniques de raccordement des réseaux de distribution au RPT.

2. ENJEUX POUR LE SYSTEME ELECTRIQUE

La maîtrise en temps réel de la sûreté de fonctionnement du Système Electrique nécessite de connaître avec précision :

- les injections de puissance active et réactive aux nœuds électriques du réseau,
- les réserves de puissance (à la hausse ou à la baisse) dont disposent les exploitants du dispatching pour faire face instantanément aux aléas (perte d'un ouvrage de transport, perte d'une installation de production ou de consommation, dégradation du plan de tension),

et de pouvoir agir très rapidement, en cas de situation critique, sur les moyens de production ou sur la consommation par l'envoi d'ordres de sauvegarde diffusés en parallèle à tous les acteurs concernés et impliquant la mise en œuvre par ces utilisateurs de mesures préalablement convenues (cf. article 3.4 – Sûreté du système électrique – Maîtrise des incidents – Plans de sauvegarde et de défense).

Dans ce contexte, les sites et centres de conduite de production, de consommation et de distribution sont amenés à échanger **en temps réel** des informations avec RTE :

- les informations à fournir par les producteurs, selon la puissance installée des sites de production, sont définies au § 3.1 ci-dessous,
- les informations à fournir par les consommateurs (clients industriels ou distributeurs) sont définies au § 3.2 ci-dessous,
- les contraintes de disponibilité et les délais d'acheminement sont précisés au § 3.3.

Par ailleurs, pour anticiper les contraintes sur le réseau suite à des modifications, non sollicitées par RTE, apportées par le producteur au programme de production attendu des groupes raccordés en HTB, RTE a besoin de recevoir le nouveau programme propre à chaque entité de production lors de chaque modification. En ce qui concerne les installations de production raccordées en HTA, les dispositions de l'article 18 du projet d'arrêté relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'un réseau public de distribution contribuent à atteindre le même objectif.

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

3. MISE EN ŒUVRE DES EXIGENCES

3.1. Nature des informations échangées avec les producteurs

1) Sites $P \leq 120$ MW raccordés au RPT :

- Aucune télémesure n'est nécessaire si le site est raccordé en antenne sur un poste RPT: les mesures de puissances active et réactive captées sur le départ vers le site fournissent l'injection au nœud considéré.
- L'acquisition de la position du disjoncteur, propriété de l'utilisateur, situé sur la liaison de raccordement ainsi que celle du disjoncteur de couplage peuvent être nécessaires pour que l'évaluation de l'intensité de court-circuit (I_{cc}) au niveau des modèles prédictifs soit pertinente.
- Si le site est raccordé en piquage ou en coupure sur une ligne du RPT, l'évaluation correcte de l'injection sur le réseau peut être conditionnée par l'acquisition des télémesures de puissance (active et réactive) captées au niveau du site de production.
- Les sites dont les groupes participent aux réglages secondaires de fréquence ou de tension sont assimilés pour les échanges d'informations aux sites de puissance $P > 120$ MW.

2) Sites $P > 120$ MW raccordés au RPT :

Les groupes du site de production amenés à participer aux services système de réglage secondaire fréquence - puissance et de réglage secondaire de la tension sont ceux dont les caractéristiques sont définies aux articles 10 à 13 de l'arrêté du 04 juillet 2003 relatif au raccordement des producteurs au Réseau Public de Transport (RPT). Les dispositions prévues en son article 27 s'appliquent à chacun des groupes du site de production, raccordés en HTB.

Les informations (télémesures et télésignalisations) émises par le site et caractérisant le fonctionnement de chaque groupe sont :

- les valeurs de puissance active et réactive au stator des alternateurs,
- l'état du disjoncteur propriété de l'utilisateur et situé sur la liaison de raccordement ,
- l'état du disjoncteur de couplage, matérialisant le raccordement de chaque groupe au RPT, afin que RTE puisse distinguer une injection sur le RPT d'une alimentation des auxiliaires, et effectuer avec une bonne précision, les calculs d'intensité de court-circuit (I_{cc}) dans les modèles prédictifs de sécurité de réseau.
- l'état des télésignalisations matérialisant la participation effective aux réglages secondaires de tension (groupe en butée, groupe en / hors RST) ou de fréquence (groupe en / hors RSFP),

RTE a pour mission de surveiller l'évolution du niveau des réserves de puissance active et réactive nécessaires au réglage de la fréquence et de la tension. Dans ce but, il a besoin – selon les filières nucléaire, thermique, hydraulique – d'informations complémentaires calculées puis émises par le site, afin d'anticiper les aléas pouvant affecter le fonctionnement du Système Electrique. Ce sont :

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

- les réserves primaires de puissance active instantanée ($RPI = Plim - P$) et minimale [$RPM = Plim - (Pco + Pr)$] pour contrôler le volume global de réserve active au regard des exigences de l'UCTE (où $Plim$ est la puissance active correspondant à la position du limiteur, P la puissance instantanée délivrée par le groupe, Pco la puissance de consigne à la fréquence de référence et Pr la participation au RSFP),
- la valeur effective de la participation au réglage secondaire de fréquence pour évaluer, au niveau national, la valeur globale de participation à ce réglage qui conditionne le niveau de sûreté de fonctionnement du Système Electrique,
- les réserves de puissance réactive, mobilisables suite à l'action des réglages primaire et secondaire de tension (RST et RSCT), par les groupes participant aux services Système,

les réserves de puissance active à horizon ½ heure, mobilisables pendant 1 heure, sur réception d'un ordre de passage à P_{max} , afin de pouvoir prendre si besoin sans délai en temps réel les mesures de sauvegarde nécessaires.

Les sites de production de puissance $P > 120$ MW participent aux réglages secondaires. A ce titre, ils acquièrent les consignes correspondantes : niveaux de télé réglage fréquence - puissance (NRSFP) et de tension (NRST).

Afin de s'assurer de la réception non altérée, par les groupes participant aux Services Système, des niveaux de télé réglage émis par RTE, les valeurs des niveaux reçus sont ré-émises sous forme de TM à destination du dispatching de RTE par le site de production.

Les sites de production de puissance $P > 120$ MW participent de manière prépondérante à la sauvegarde et à la reconstitution du réseau. A ce titre,

- ils acquièrent les ordres émis par RTE lors de situations exceptionnelles (ordres de sauvegarde, ordres téléphoniques d'exploitation), via le Système ¹ Téléphonique de Sécurité ou via le Système d'Alerte et de Sauvegarde (SAS) ², ce qui implique de pouvoir joindre en permanence un opérateur habilité à intervenir sans délai sur le pilotage des installations de production après réception de ces ordres. Le Système d'Alerte et de Sauvegarde est décrit à l'article 3.4 ;
- ils émettent les télé signalisations caractérisant l'état « prêt au renvoi de la tension » ou l'état « prêt à la réception de la tension » afin de contribuer aux actions de reconstitution du réseau. sur demande de RTE.

¹ Le Système Téléphonique de Sécurité (STS) est constitué d'un réseau de transmission numérique partagé avec celui transmettant les informations de téléconduite, et de terminaux téléphoniques dédiés, installés dans les centres de conduite de RTE et dans les sites des utilisateurs du RPT (sites ou centres de conduite de la production, centres de conduite des distributeurs). Ce réseau n'a pas de point commun avec le Réseau Téléphonique Commuté Public (RTCP) afin de s'affranchir du risque de congestion et répond ainsi aux exigences du législateur [loi du 15 janvier 1906 sur les distributions d'électricité [article 61 (télécommunications) et décret du 29 juillet 1927 modifié en 1935, 1950 et 1975]

² Le Système d'Alerte et de Sauvegarde (SAS) est une messagerie d'exploitation dédiée aux situations de crise, permettant de transmettre des ordres prédéfinis, à exécuter par les opérateurs des sites et centres de conduite de production, afin de garantir la tenue des paramètres essentiels du Système Electrique (fréquence, tension) dans les limites autorisées. Ces ordres sont acquittés par l'opérateur témoignant ainsi de leur prise en compte par ce dernier. Les centres de conduite des distributeurs sont également des correspondants distants du SAS afin d'ajuster la consommation à la capacité de production disponible.

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

3) Centres de conduite de la production

Les centres de conduite regroupant en un même lieu la conduite³ de plusieurs sites de production, concentrent les échanges d'informations avec RTE et diffusent les signaux de télérégulation à chaque site participant au service. Si leur puissance consolidée est supérieure à 120 MW, ils acquièrent les ordres émis par RTE lors de situations exceptionnelles (ordres de sauvegarde, ordres téléphoniques d'exploitation), via le Système Téléphonique de Sécurité ou via le Système d'Alerte et de Sauvegarde (SAS).

Concernant chaque site de production piloté par le centre de conduite, les informations dont RTE a besoin sont les mêmes que celles issues d'un site isolé de même puissance, raccordé au RPT de manière identique.

3.2. Nature des informations échangées avec les consommateurs et distributeurs

Les sites de consommation (clients consommateurs) ou les postes sources (alimentant des réseaux publics de distribution) sont des postes électriques raccordés au Réseau Public de Transport et RTE doit avoir, pour connaître et maîtriser les transits dans ses ouvrages et le plan de tension, une vision suffisante des flux de puissances actives et réactives qui les traversent. Des échanges d'informations ou des envois d'ordres doivent également être possibles avec le point où est effectué la conduite des installations du consommateur ou des postes sources d'un gestionnaire de réseau public de distribution.

Les moyens de communication avec RTE peuvent être regroupés dans des centres de conduite d'installations de consommation ou des centres de conduite d'un ensemble de postes de distribution publique.

1. Postes électriques raccordés en antenne sur un poste du RPT :

Aucune téléinformation n'est a priori nécessaire : les mesures de puissances active et réactive captées sur le départ vers le site fournissent la puissance soutirée au nœud considéré.

2. Postes électriques raccordés en piquage ou en coupure sur une ligne du RPT :

L'évaluation correcte de la puissance soutirée sur le réseau est conditionnée par l'acquisition des télémesures de puissance (active et réactive) captées au niveau du poste électrique de consommation ou de distribution.

3. Centres de conduite d'un consommateur industriel

Les besoins de RTE sont couverts par les dispositions de l'article 13 de l'Arrêté du 4 juillet 2003 relatif au raccordement des consommateurs au RPT.

Certaines installations de consommateurs industriels raccordées au RPT sont prioritaires pour bénéficier d'une puissance limitée en valeur et en durée (Article 4 de l'arrêté du 5 juillet 1990). La réduction de la consommation, en général au delà de la puissance garantie et dans

³ Il s'agit de centres où les opérateurs peuvent agir directement à distance sur les installations de production en respectant les performances attendues par RTE

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

les conditions indiquées à l'article 1^{er} du même arrêté, est effectuée immédiatement par le centre de conduite de la consommation sur réception d'un ordre (téléphonique ou d'autre nature) en provenance du dispatching de RTE pour contribuer aux actions de sauvegarde du Système Electrique. Des abaques « volume de délestage / temps de mise en œuvre effective » sont communiqués annuellement à RTE.

4. Centres de conduite d'un distributeur

Les besoins de RTE sont couverts par les dispositions de l'article 13 du projet d'arrêté relatif au raccordement au RPT d'un réseau public de distribution. Ils concernent :

- l'estimation des puissances effectivement délestables, attachées à chaque échelon pour anticiper les parades à mettre en place en cas de menace sur le plan de tension ou en cas de déséquilibre entre production et consommation,
- la transmission des messages d'alerte et des ordres de délestage à titre de parade immédiate. Le système de transmission est le Système d'Alerte et de Sauvegarde. Pour une plus grande efficacité, des ordres de délestage peuvent être exécutés en transparence (i.e. sans acquit d'un opérateur) via le système de conduite des installations de consommation. Cette possibilité doit avoir été actée dans la convention de conduite.

NB : au cas où le retour d'expérience ferait apparaître que des installations de consommation ou de production, raccordées en HTA, ont des répercussions pénalisantes pour le fonctionnement du système électrique, RTE pourra être amené à demander à être destinataire de téléinformations matérialisant le raccordement de ces installations au RPT.

3.3. Performances attendues pour la mise à disposition des téléinformations et la prise en compte des ordres

Performances attendues des sites de production et centres de conduite de la production

Afin que RTE puisse constituer un état électrique quasi synchrone⁴ en entrée des modèles prédictifs :

- les changements⁵ d'état de toutes les télésignalisations mentionnées au § 3.1, sont mis à disposition du réseau de transmission de responsabilité RTE en moins de 3s s'il s'agit d'un site isolé et en moins de 10s s'il s'agit d'un site⁶ piloté par un centre de conduite de la production ; Pour les besoins de l'analyse a posteriori des incidents, les changements d'état des organes de coupure sont datés à 10ms près, les autres télésignalisations le sont à 1s près ;
- les télémesures sont élaborées soit cycliquement avec une période maximale de 10s soit sur changement de valeur avec seuil et mises à disposition du réseau de transmission de responsabilité RTE en moins de 10 s à compter de leur captation s'il s'agit d'un site isolé ou de moins de 15s s'il s'agit d'un site piloté par un centre de conduite de la production.

⁴ Les équipements de téléconduite des sites de production reçoivent un signal spécifique permettant leur synchronisation avec les systèmes de téléconduite de RTE.

⁵ Dans tout ce qui suit, on appelle "changement d'état" l'acquisition par l'équipement de téléconduite local d'une boucle sèche matérialisant l'ouverture ou la fermeture d'un contact.

⁶ Pour tenir compte du temps de traversée des systèmes de transmission du centre de conduite de la production

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

- Les modifications des consignes de puissance ou de tension, dues à l'action des télé réglages respectivement de fréquence -puissance ou de tension sont appliquées aux groupes dans un délai < 10 s à compter de la réception des niveaux sur le site ou ≤ 15 s à compter de la réception des niveaux par le centre de conduite pilotant le site.

Les dispositions de maintien en conditions opérationnelles des équipements installés sur le site de l'installation doivent permettre de garantir une disponibilité des informations au moins égale à 99,3%.

La précision des capteurs de mesure, distincts des dispositifs de comptage sauf accord explicite de RTE comme indiqué à l'article 4.8 de ce référentiel, sera au moins égale à 0,5% (classe 0,5) dans les conditions fixées par la norme NF EN 60688 et ses additifs de 1999 et 2001.

Performances complémentaires demandées aux sites de production $P > 120$ MW et aux centres de conduite de la production

Afin que RTE puisse contrecarrer une dégradation du plan de tension dont le gradient peut atteindre plusieurs kV en 1 min, les réserves de puissance réactive disponibles sur un site de production sont calculées par le système de conduite de ce site ou du centre de conduite dont il dépend et mises à disposition du réseau de transmission de responsabilité RTE, avec un délai maximum de 1mn.

Afin que RTE dispose d'une information rafraîchie préalablement à tout ordre de modification de la puissance de consigne des groupes, notamment lors d'un fonctionnement en réseau séparé, les réserves primaires de puissance active instantanée et minimale, la participation au réglage secondaire de fréquence (P_r) ainsi que les réserves de puissance active à horizon 1/2 heure mobilisables sur réception d'un ordre de passage à P_{max} sont calculées par le système de conduite de ce site ou du centre de conduite dont il dépend et mises à disposition du réseau de transmission de responsabilité RTE à minima toutes les 10 minutes ou chaque fois qu'elles subissent une modification de 0,5% de la puissance de l'installation.

La prise en compte (alarme de l'opérateur) des ordres de sauvegarde⁷ est effective dans un délai inférieur à 10s après sa réception par le système installé sur le site de l'installation ou au centre de conduite de la production. L'effet sur l'injection ou le soutirage de puissance sur le réseau est temporisé par le délai d'action de l'opérateur et par les constantes de temps des process industriels. Le délai de réponse ne doit pas excéder une dizaine de minutes.

Cas des centres de conduite des consommateurs et distributeurs

Les performances attendues pour la prise en compte des ordres de sauvegarde sont identiques à celles spécifiées pour les sites de production $P > 120$ MW et centres de conduite de la production.

⁷ Voir l'article 3.4 et son § 4.2.1

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

3.4. Modalités et protocoles d'échanges

Tous les messages échangés entre un site de production ou de consommation et un centre de conduite de RTE s'effectuent en utilisant les services du protocole IP (Internet Protocol) ; ces messages sont structurés selon leur nature :

- les informations de téléconduite (télémessures, télésignalisations, ainsi que les niveaux de téléajustage) sont transmises par paquets structurés en respectant les formats de la norme internationale CEI 60870-5-104 ;
- les informations complémentaires, permettant une gestion anticipée des aléas, sont transmises selon des modalités fixées contractuellement entre RTE et le site de production ;
- les échanges téléphoniques d'exploitation s'effectuent via des équipements du Système Téléphonique de Sécurité (STS) qui respectent le protocole H323 ; les flux sont numérisés et décompressés au standard international ITU -T G. 723.1. ;
- les ordres de sauvegarde sont spécifiés dans la note d'échange technique, disponible auprès de RTE ;
- les informations relatives aux programmes de fonctionnement des groupes sont échangées via les réseaux publics de communication (non dédiés à l'exploitation du Système Electrique).

3.5. Confidentialité des informations échangées

Les informations transmises par un site de production ou de consommation restent la propriété de ces derniers ; elles sont mises à disposition de RTE pour ses besoins de conduite ; elles peuvent être archivées par RTE pour contribuer à reconstituer des situations passées de l'état du réseau.

Ces informations ne sont pas diffusables à des tiers sauf autorisation du producteur ou du consommateur ; RTE en garantit la confidentialité vis-à-vis de l'externe notamment en ce qui concerne les chroniques pouvant être reconstituées à partir des archivages réalisés.

4. LIMITES DE RESPONSABILITE

Les équipements de téléconduite et de télécommunication installés sur les sites ou dans les centres de conduite des Utilisateurs (producteurs ou consommateurs industriels) sont propriété de ces derniers qui adoptent les dispositions nécessaires pour garantir la permanence de l'alimentation électrique des équipements.

Les liaisons de télécommunication privées ou louées à un opérateur public ainsi que l'équipement terminant (modem) sont de propriété ou de responsabilité RTE.

Afin de garantir en toute circonstance l'établissement d'un dialogue téléphonique minimal entre un site de production et un dispatching de RTE, il est nécessaire qu'existe, au niveau du site ou centre de conduite, une ligne téléphonique raccordée au RTCP physiquement indépendante des liaisons de télécommunications de sécurité et ce, a minima, jusqu'au niveau de l'interconnexion des réseaux de l'opérateur de télécommunications.

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

4.1 Raccordement

Pour répondre aux besoins de RTE, les Utilisateurs peuvent

- adopter une solution technique agréée par RTE,
- ou la développer eux-mêmes en respectant les spécifications techniques (essentiellement la nomenclature d'échanges définissant le format des messages) disponibles auprès de RTE et reprenant les exigences de performances exposées au § 3 ci-dessus notamment en matière d'initialisation ou de reprise des échanges suite à une interruption.

Dans la première hypothèse, la recette de conformité aux exigences de RTE est prise en charge par RTE, dans la 2^{ème} hypothèse elle est à la charge de l'Utilisateur et est effectuée de manière contradictoire avant la mise en exploitation de l'installation de production ; elle est opposable à l'Utilisateur.

La convention de raccordement précise la consistance fonctionnelle et les modalités de validation des installations de téléconduite du site de l'Utilisateur, en fonction de la typologie du site (cf. § 3 ci-dessus).

4.2 Evolutions des installations

En cas d'évolution des installations de l'Utilisateur induisant des adjonctions ou modifications des systèmes de téléconduite et de télécommunications du site, une concertation avec RTE sera établie avec un délai suffisant pour étudier les solutions à mettre en œuvre conformément à la typologie du site, pour les planifier et pour en faire la recette.



Documentation Technique de Référence
Chapitre 4 – Contribution des utilisateurs aux performances du RPT
Article 4.8 – Comptage

15 pages

Version du 18 décembre 2009

1. RAPPEL DES EXIGENCES

1.1 Exigences réglementaires

- Article 15-Alinéa IV de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité modifiée par la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie.
- Article 16 du décret 2003-588 du 27 juin 2003 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement au réseau public de transport de l'électricité.
- Article 26 de l'arrêté du 4 juillet 2003 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'une installation de production d'énergie électrique.
- Article 13 de l'arrêté du 4 juillet 2003 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement direct au réseau public de transport d'une installation de consommation d'énergie électrique.
- Article 20 du Cahier des charges annexé à l'avenant, en date du 30 octobre 2008, à la convention du 27 novembre 1958 et portant concession à RTE – EDF Transport SA du réseau public de transport d'électricité

1.2 Exigence de la Commission de Régulation de l'Energie

- Cahier des charges fonctionnel sur le comptage électrique : pièce jointe à la communication de la Commission de Régulation de l'Energie du 29 janvier 2004.

2. ENJEUX POUR LE SYSTEME ELECTRIQUE, LES UTILISATEURS ET LES GESTIONNAIRES DE RESEAUX PUBLICS DE DISTRIBUTION

Tout raccordement au réseau public de transport nécessite un comptage associé à chaque circuit de raccordement, de façon à comptabiliser et facturer les échanges d'énergie entre RTE et les utilisateurs ou gestionnaires de Réseaux Publics de Distribution.

Ce comptage doit répondre aux prescriptions techniques et fonctionnelles indiquées dans le cahier des charges fonctionnel sur le comptage électrique (Réf : § 1.2)

En complément et conformément :

- à l'article 5 de ce cahier des charges fonctionnel (Réf : § 1.2),
- à l'article 20- I (2^{ème} par agraphe) du cahier des charges de concession du réseau public de transport (Réf : § 1.1),

RTE indique, dans le présent article de la Documentation Technique de Référence, les critères techniques et les règles que doivent satisfaire les installations de comptage pour assurer :

- la précision finale de la mesure de l'énergie échangée,
- la fiabilité et la disponibilité globale des mesures,

- La compatibilité avec le système de collecte RTE des données de comptage par télérelevé.

3. DOMAINE D'APPLICATION

Cet article s'applique à tous les types de raccordement indiqués dans la convention de raccordement entre RTE et l'utilisateur ou le gestionnaire de réseau public de distribution.

Sont concernés les comptages neufs depuis la fourmiture, l'installation et l'entretien. Pour les comptages existants, les critères techniques du présent article s'appliquent en cas de rénovation ou modification d'une partie des dispositifs du comptage (opération d'investissement) pour la seule partie du dispositif renouvelée ou modifiée. Les opérations de maintenance (remplacement en préventif, curatif ou correctif d'un sous-ensemble défaillant ou susceptible de l'être), ne sont pas susceptibles d'elles-mêmes de faire rentrer les dispositifs de comptage concernés dans le champ d'application du présent article.

4. DESCRIPTION GENERALE DU COMPTAGE - RESPONSABILITES

4.1 Définitions

Point de comptage : point physique où sont placés les transformateurs de mesures destinés au comptage de l'énergie. Un point de comptage correspond à un circuit triphasé du réseau.

Comptage : installation pour la mesure des échanges d'énergie au point de comptage. Cette installation comprend différents dispositifs sur lesquels portent les critères techniques et les règles indiqués dans cet article.

Compteurs : dispositif de mesure d'énergie active et/ou réactive associé à une mémorisation par période fixe des énergies mesurées.

Interface de communication : dispositif pour communiquer par télérelevé les données mémorisées par les compteurs via un réseau public de télécommunication.

Structure d'accueil : armoire ou coffret pour l'intégration des dispositifs nécessaires aux comptages, et pour le raccordement aux réseaux d'électricité et de communication.

Utilisateur : dans cet article, consommateur ou producteur. L'utilisateur est distingué ici des gestionnaires de réseaux publics de distribution.

4.2 Dispositifs de comptage

Un comptage est composé de plusieurs dispositifs raccordés :

- aux installations électriques appartenant au titulaire du contrat avec RTE,
- au système RTE d'acquisition et de traitement des mesures,
- aux infrastructures du site des installations électriques

Chaque point de comptage est équipé d'un comptage comprenant les composants suivants :

- transformateurs de mesure Tension et Courant,
- compteurs,
- horloge synchronisée par trame radio ou émission GPS (*)
- interfaces de communication,
- local d'installation (*)
- services auxiliaires (*)
- accès au réseau public de télécommunication,
- câbles et dispositif de liaison entre ces différents composants.

Nota : les dispositifs repérés (*) peuvent être communs à plusieurs comptages d'un même site.

4.3 Localisation du comptage

Un point de comptage correspond en localisation à chaque point frontière entre le réseau public et l'installation de l'utilisateur ou du gestionnaire de réseau public de distribution. Le point frontière est un circuit triphasé pour l'application des présentes dispositions.

Sur dérogation explicitement notifiée par RTE, le point de comptage peut se trouver éloigné du point de livraison, voire situé à un niveau de tension différent. Ceci introduit une erreur de mesure qu'il est nécessaire de corriger ; cette dernière est transposée au point de livraison, en application du décret 2003-588 article 16. Les impacts de localisation et les risques associés, ainsi que les corrections éventuelles convenues pour ce faire entre RTE et l'utilisateur ou le gestionnaire de réseau public de distribution sont indiquées dans le contrat d'accès réseau de l'entité concernée, en application de l'article 20 du cahier des charges fonctionnel sur le comptage électrique.

Les corrections prévues sont appliquées sur les mesures acquises par RTE, et non localement sur les mesures enregistrées par les compteurs.

4.4 Responsabilités

4.4.1 Responsabilités de RTE

Conformément au Cahier des Charges fonctionnel pour le comptage électrique (§ 1.2), RTE, lorsqu'il en est le propriétaire, est responsable de la fourniture, de l'installation et de l'entretien des composants suivants pour chaque comptage :

- deux compteurs 4 quadrants (actif/réactif, import/export), conformes aux normes indiquées en §5.3, de classe de précision 0,2S en actif et 2 en réactif, calculant et enregistrant les puissances moyennes 10 min au point de comptage. Un des compteurs est référencé en compteur principal dans le contrat d'accès au réseau, l'autre en compteur redondant ;
- les interfaces de communication (modems et aiguilleur téléphonique) permettant le télérelevé par un réseau public de télécommunication des données mémorisées dans les compteurs suivant un protocole de transmission conforme à la normalisation internationale pour la transmission des données de comptage ;

- une horloge locale par structure d'accueil (ou plusieurs structures d'accueil, si elles sont proches), mise à l'heure par trame radio ou émission GPS, pour la synchronisation des compteurs.
- une structure d'accueil (armoire ou coffret), scellée par RTE, pour intégrer compteurs, horloge et interfaces de communication, permettant le raccordement de cet ensemble intégré aux autres composants du comptage et l'isolement de cet ensemble intégré pour les vérifications et entretiens nécessaires. Une structure d'accueil peut intégrer les compteurs et interfaces correspondant à un ou plusieurs comptages du même utilisateur ou du même gestionnaire de réseau public de distribution.

La description des fournitures figure en annexe de la convention de raccordement.

4.4.2 Responsabilités des utilisateurs et gestionnaires de réseaux publics de distribution

Suivant la convention de raccordement, l'utilisateur ou le gestionnaire de réseau public de distribution est responsable de la fourniture, de l'installation et de l'entretien de tous les autres composants du comptage qui le concernent, suivant les exigences indiquées ci-après.

Dans le cas où l'utilisateur est propriétaire de toutes les installations de comptage, il en assume alors les responsabilités de fourniture, d'installation et d'entretien, conformément aux prescriptions du présent document.

Les limites de propriété sont indiquées avec précision dans la convention de raccordement.

4.4.3 Qualification des matériels

Pour être déclaré apte à l'exploitation par RTE, un matériel doit avoir fait l'objet d'une procédure de qualification par RTE. Cette procédure vise à garantir :

- l'interopérabilité des équipements,
- leur intégration dans l'environnement de l'installation, aussi bien d'un point de vue matériel que fonctionnel. En particulier, la compatibilité des compteurs avec le système de télérelevé utilisé par RTE doit être avérée,
- l'adéquation de l'architecture du point de comptage avec l'organisation de l'exploitation et du contrôle métrologique de la responsabilité de RTE,

de telle manière que RTE puisse garantir la validité de la mesure et des données télérelevées, ainsi que les délais de traitement.

La liste des équipements et des structures d'accueils de comptage qualifiés par RTE est publiée périodiquement. L'état à ce jour est annexé au présent référentiel. Si tout ou partie de l'installation de comptage d'un utilisateur (quelle qu'en soit sa propriété) ou d'un gestionnaire de réseau public de distribution doit être changée (défaillance ou adaptation contractuelle), les nouveaux matériels seront choisis dans cette liste.

4.5 Puissance maximale à mesurer par point de comptage

La puissance maximale à mesurer en chaque point de comptage est déclarée par l'utilisateur ou le gestionnaire de réseau public de distribution concerné.

Cette puissance est en rapport avec la puissance souscrite du site, indiquée dans le contrat d'accès au réseau en vigueur. Elle correspond à la puissance de transit maximal sur une période significativement longue (hors pointes exceptionnelles de transit). Elle est définie par l'utilisateur ou le gestionnaire de réseau public de distribution concerné pour chaque circuit mesuré en tenant compte du schéma d'exploitation courant des raccordements compris dans le périmètre de souscription.

Cette puissance maximale à mesurer sert de référence au dimensionnement des transformateurs de courant (suivant les critères techniques ci-après) et à la configuration des dispositifs de comptage.

5. DISPOSITIONS TECHNIQUES

5.1 Transformateurs de courant

Un jeu de 3 transformateurs de courant (un par phase) est installé par l'utilisateur ou le gestionnaire de réseau public de distribution concerné en chaque point de comptage. Ces transformateurs de courant doivent être conformes à l'une des deux normes suivantes :

- NF EN 60044-1 "Transformateurs de mesure - Première partie : transformateurs de courant", novembre 2000, son complément 60044-1/A1 de novembre 2001, et son complément 600644-1/A2 de mai 2003.
- NF EN 60044-3 "Transformateurs de mesure - Partie 3 : combinés de mesure", août 2003.

Le calibre de l'enroulement primaire de ces transformateurs doit correspondre, au minimum à la puissance maximale à mesurer du point de comptage (cf. § 4.5), et au maximum à deux fois cette puissance.

Un enroulement secondaire de type mesure de ces transformateurs est exclusivement réservé à l'alimentation des dispositifs de comptage installés pour ce comptage. Cet enroulement doit avoir les caractéristiques suivantes :

- calibre : 5A
- classe de précision :
 - 0,2 lorsque la puissance maximale à mesurer du point de comptage est supérieure ou égale à 100 MVA,
 - 0,2 ou 0,5 lorsque la puissance maximale à mesurer du point de comptage est inférieure à 100 MVA,
 - Lorsque les échanges d'énergie au point de comptage correspondent à un courant inférieur à 5 % (valeur nulle exclue) du calibre de l'enroulement primaire, pendant plus de 10 % de l'année, les classes de précision doivent être de 0,2S lorsque le calibre de l'enroulement primaire correspond à une puissance nominale supérieure ou égale à 100 MVA, et de 0,2S ou 0,5S lorsque le calibre de l'enroulement primaire correspond à une puissance nominale inférieure à 100 MVA ;

Nota 1 : Dans le cas des centrales de forte puissance (puissance nominale supérieure à 100 MVA), l'énergie soutirée, groupe à l'arrêt, sur le raccordement du groupe de production, peut correspondre à un courant inférieur à 1% du calibre nominal de l'enroulement primaire. Ce cas nécessite d'installer des points de comptage supplémentaires directement sur les soutirages de la centrale de production.

Nota 2 : lorsque la puissance maximale à mesurer est faible (courant équivalent de l'ordre de 100 A), l'opportunité d'installer des transformateurs de courant de classe 0.2S, dont le calibre nominal primaire permet au maximum de mesurer quatre fois cette puissance, sera étudiée en concertation avec RTE.

- Puissance de précision : la puissance de précision des transformateurs de courant est définie et choisie pour que l'ensemble des charges des dispositifs de comptage et des circuits de raccordement entre compteurs et transformateurs de courant, soit compris entre 25 % et 100 % de cette puissance.
- Le facteur de sécurité (FS) : au maximum de 10.
- La surtension au secondaire, en cas de surtension transitoire au primaire, des transformateurs de mesure ne doit pas dépasser 2,5kV.

5.2 Transformateurs de tension

Un jeu de 3 transformateurs de tension (un par phase) est installé en chaque point de comptage. Ces transformateurs de tension sont conformes à l'une des normes suivantes :

- NF EN 6004 4-2 "Transformateurs de mesure - Partie 2 : transformateurs inductifs de tension", novembre 2000, son complément 60044-2/A1 de novembre 2001, et son complément 600644-2/A2 de mai 2003.
- NF EN 60044-3 "Transformateurs de mesure - Partie 3 : combinés de mesure", août 2003,
- NF EN 60044-5 "Transformateurs de mesure - Partie 5 : transformateurs condensateur de tension", septembre 2004.

Un enroulement secondaire de ces transformateurs est exclusivement réservé à l'alimentation des dispositifs de comptage installés pour ce comptage. Le circuit de raccordement doit comporter un dispositif de protection spécifique (fusible ou disjoncteur) dont le fonctionnement est signalé.

Sur dérogation explicitement notifiée par RTE, des charges additionnelles peuvent être autorisées par RTE sur l'enroulement secondaire alimentant les compteurs. Les puissances de ces charges sont approuvées et vérifiées par RTE et ne peuvent être modifiées sans son accord. Chaque charge additionnelle doit constituer un circuit séparé depuis la sortie de l'enroulement secondaire, avec son propre dispositif de protection (fusible ou disjoncteur, disposé généralement dans le coffret de regroupement). Elles sont mentionnées au contrat d'accès réseau de l'utilisateur ou du gestionnaire de réseau public de distribution concerné.

L'enroulement secondaire de tension de ces transformateurs, alimentant les compteurs, doit avoir les caractéristiques suivantes :

- calibre : $100/\sqrt{3}V$;
- classe de précision :
 - 0,2 lorsque la puissance maximale du point de comptage est supérieure ou égale à 100 MVA,
 - 0,2 ou 0,5 lorsque la puissance maximale du point de comptage est inférieure à 100 MVA ;

Indice 02

Chapitre 4 – Contribution des utilisateurs aux performances du RPT

Article 4.8 – Comptage

- Puissance de précision : la puissance de précision des transformateurs de tension est définie et choisie pour que l'ensemble des charges raccordées, y compris les circuits de raccordement, soit compris entre 25 % et 100 % de cette puissance.
- La surtension au secondaire, en cas de surtension transitoire au primaire, des transformateurs de mesure ne doit pas dépasser 2,5kV.

Le circuit de raccordement entre enroulement secondaire tension et les structures d'accueil est défini et choisi pour que la chute de tension soit inférieure à :

- 0,1 % pour les transformateurs de tension de classe 0,2,
- 0,25 % pour les transformateurs de classe 0,5.

Lorsque des charges additionnelles de l'utilisateur ou du gestionnaire de réseau public de distribution sont raccordées à l'enroulement secondaire alimentant les dispositifs de comptage, les raccordements correspondants sont effectués dans un coffret spécifique (coffret de regroupement), fourni et installé par l'utilisateur ou le gestionnaire de réseau public de distribution concerné, et scellé par RTE.

5.3 Compteurs

Deux compteurs triphasés 4 quadrants de constructeurs différents sont installés en chaque point de comptage.

Chaque compteur est conforme aux normes suivantes :

- NF EN 62052-11 « Prescriptions générales, essais et conditions d'essais – partie 11 : équipement de comptage » de Juin 2003,
- NF EN 62053-22 « Compteurs statiques d'énergie active (classes 0,2S et 0,5S) », Juin 2003,
- NF EN 62053-23 "Compteurs statiques d'énergie réactive (classes 2 et 3)", Avril 2002,
- NF EN 62053-31 "Dispositifs de sortie des impulsions pour compteurs" septembre 1998,
- CEI-TS-61000-6-5 « Norme générique : Immunité pour les environnements de centrales électriques et de postes électriques » de Juillet 2001,

5.4 Structure d'accueil

Une structure d'accueil (armoire ou coffret) intègre en particulier les compteurs, les interfaces de communication et l'horloge pour un ou plusieurs points de comptage. Elle comporte les borniers de raccordement aux transformateurs de mesure, aux services auxiliaires externes, et au réseau téléphonique public commuté pour la communication à distance.

Cette structure d'accueil est conforme aux dispositions suivantes :

- Parois métalliques avec porte d'accès verrouillable,
- Equipotentialité des pièces et enveloppes métalliques, écrans et bornes de masse, avec barreau collecteur des masses pour le raccordement direct au réseau de terre du poste,
- La structure d'accueil est conforme aux prescriptions de la norme internationale CEI-TS-61000-6-5 « Norme générique : Immunité pour les environnements de centrales électriques et postes

électriques » de juillet 2001, avec les niveaux de sévérité requis pour une installation en bâtiment de relayage de poste électrique.

5.5 Local d'installation

Les structures d'accueil comptage sont installées sur le site des raccordements dans un local clos mis à disposition par l'utilisateur ou le gestionnaire de réseau public de distribution concerné, sec et propre (hors poussières industrielles), chauffé et ventilé de façon à conserver la température entre 5 °C et 40 °C.

En dehors des exigences sur les charges et les raccordements des transformateurs de mesure (ci-dessus) et des exigences sur la mise à disposition des services auxiliaires et des accès téléphoniques (ci-dessous), il n'y a pas d'exigence :

- de regroupement dans le même local des structures d'accueil correspondant à tout ou partie des points de comptage,
- de distance au point de comptage (sauf à respecter une charge comprise entre 25% et 100% de la puissance de précision des transformateurs de mesure – voir § 5.1 et 5.2 ci-dessus).

Le local ne doit être accessible qu'aux personnes explicitement autorisées par l'utilisateur ou le gestionnaire de réseau public de distribution concerné, et/ou RTE.

5.6 Services auxiliaires

Des services auxiliaires sont mis à disposition par l'utilisateur ou le gestionnaire de réseau public de distribution concerné dans chaque local d'installation et pour chaque structure d'accueil installée. Les services auxiliaires mis à disposition sont conformes à la norme suivante :

- NF C 15 100 « Installations électriques basse tension » de décembre 2002,

Ils doivent par ailleurs répondre aux exigences suivantes :

- alimentation auxiliaire monophasé + neutre à 230 V protégée par un disjoncteur de calibre 16 A de courbe « d », par structure d'accueil de comptage ;
- la disponibilité de cette alimentation auxiliaire doit être au moins équivalente à celle du réseau d'alimentation générale du site ;
- cette alimentation doit être réalisée par un circuit dédié de façon à permettre la consignation sans répercussion sur les modalités d'exploitation du site ;
- ce circuit spécifique doit être protégé depuis le tableau de distribution du site contre les risques de court-circuit suivant les règles et normes en vigueur pour les installations BT.

5.7 Accès au réseau téléphonique public commuté

Un accès au réseau téléphonique public commuté est mis à disposition par l'utilisateur ou le gestionnaire de réseau public de distribution concerné dans chaque local d'installation pour chaque structure d'accueil installée.

Plusieurs structures d'accueil peuvent être raccordées à un même accès au réseau téléphonique public

commuté, si ces structures d'accueil sont dans le même local, et dans un rayon de 5 m autour de l'accès téléphonique mis à disposition.

Chaque accès au réseau téléphonique public commuté répond aux exigences suivantes :

- l'accès au réseau téléphonique public commuté est direct sans passage par des équipements actifs (type auto commutateurs) autres que ceux appartenant à l'opérateur de téléphonie ou à RTE ;
- l'accès au réseau téléphonique public commuté comporte les dispositifs de protection éventuellement exigés par l'opérateur de téléphonie pour l'environnement poste électrique.

Un emplacement (et une autorisation conforme à la réglementation du site) pour l'installation d'antenne externe GSM est mis à disposition par l'utilisateur ou le gestionnaire de réseau public de distribution concerné, à proximité immédiate des structures d'accueil. Cette exigence ne dispense pas des exigences sur la mise à disposition des accès au réseau téléphonique public commuté avec les caractéristiques indiquées¹.

Les coûts d'exploitation de la télérelève de RTE sont supportés par RTE qui souscrit et paie l'abonnement de son choix sur la ligne téléphonique mise à sa disposition. RTE supporte les coûts de communication associés.

5.8 Câbles et liaisons entre équipements

Le choix, la fourniture et l'installation des câbles et dispositifs de liaison entre les structures d'accueil et :

- les transformateurs de mesure de chaque comptage,
- les services auxiliaires mis à disposition,
- les accès au réseau téléphonique public commuté,

sont à la charge de l'utilisateur ou du gestionnaire de réseau public de distribution concerné avec les exigences qui résultent des indications précédentes sur :

- la charge des transformateurs de mesure,
- la chute de tension dans le circuit secondaire du transformateur de mesure,
- l'installation de coffret de regroupement, pouvant être scellé par RTE, pour le raccordement des transformateurs de tension.

Les câbles de raccordement entre les structures d'accueil et les transformateurs de mesures sont des câbles à écran, dont l'écran est relié à la terre aux deux extrémités.

Les exigences résultant des normes et règles des installations BT industrielles sont à prendre en compte par l'utilisateur ou le gestionnaire de réseau public de distribution concerné pour l'installation et, en particulier, en ce qui concerne :

- la protection des circuits électriques,

¹ La téléphonie mobile est utilisée par RTE pour le télérelevé, uniquement en cas de secours (indisponibilité programmée ou fortuite du réseau téléphonique public commuté).

- le raccordement au réseau de terre du poste électrique,
- la protection des circuits téléphoniques suivant les indications de l'opérateur de téléphonie.

6. EXPLOITATION ET ENTRETIEN DES COMPTAGES

6.1 Mise en exploitation des comptages

L'utilisateur ou le gestionnaire de réseau public de distribution met à disposition de RTE les certificats de vérification et/ou d'essais permettant de contrôler la conformité des matériels, des équipements et des installations de sa fourniture aux critères techniques et règles précisées dans le présent article.

Dans le cas où l'utilisateur est propriétaire de l'installation de comptage, elle prend en charge sa mise en service et remet à RTE, avant la mise en exploitation :

- un constat de vérification de chaque compteur avec résultats d'étalonnage par un compteur étalon raccordé à la chaîne métrologique nationale,
- le relevé complet des paramètres de configuration de chaque compteur et interface de communication, y compris les clés d'accès (mots de passe) à tous les profils d'accès aux compteurs,

RTE procède aux opérations de mise en exploitation du comptage :

- contrôle de la conformité des fournitures et installations propriétés de l'utilisateur ou du gestionnaire de réseau public de distribution, aux exigences du présent référentiel et aux règles de l'art de l'ingénierie des installations électriques ;
- configuration des paramètres de mesure, autocontrôle, communication, des compteurs et interfaces de communication, suivant la puissance maximale à mesurer (y compris les impulsions compteurs) ;
- vérification métrologique des compteurs ;
- configuration des clés d'accès (mots de passe) à tous les profils d'accès aux compteurs, en communication locale et distante ;
- mesure de charge des circuits analogiques, du sens et du champ tournant des réducteurs de mesure ;
- vérification des télérelevés des compteurs ;
- vérification (en présence d'une charge significative sur le raccordement du client) des mesures réalisées par les compteurs ;
- scellés de tous les dispositifs raccordés aux circuits courants et tensions du point de comptage, en particulier les coffrets de regroupement et la structure d'accueil du comptage.

NB : en vertu des responsabilités que lui confère la réglementation, RTE effectue la vérification métrologique et la configuration des compteurs (vérification des paramètres et modification des mots de passe), même dans le cas où l'utilisateur est propriétaire de l'installation comptage. Ces opérations sont facturées à l'utilisateur. La mise en exploitation (vérification, en présence de charge significative, des mesures réalisées par les compteurs et des télérelevés associés) est systématiquement réalisée par

RTE.

Toutes les conditions étant remplies, RTE émet un avis de mise en exploitation du comptage et attribue une identification au point de comptage. Cet avis est nécessaire pour procéder aux mesures des échanges d'énergie au point de comptage.

Après avis de mise en exploitation par RTE, toute modification des dispositifs de comptage est interdite sans l'autorisation explicite de RTE.

6.2 Interventions de RTE

RTE peut demander à tout moment l'accès aux locaux de comptage pour assurer toutes les tâches qui relèvent de ses missions.

L'utilisateur ou le gestionnaire de réseau public de distribution doit prendre toutes les dispositions nécessaires pour que les personnes autorisées par RTE puissent, dans les 24 heures suivant la demande, avoir accès aux locaux où sont installés les comptages et disposer d'une autorisation de travail de l'utilisateur ou du gestionnaire de réseau public de distribution concerné, conforme aux règles de sécurité en vigueur sur le site, conformément à l'annexe exploitation du site concerné de la convention d'exploitation / conduite.

6.3 Interventions de l'utilisateur ou du gestionnaire de réseau public de distribution

Les interventions de l'utilisateur ou du gestionnaire de réseau public de distribution sur des dispositifs propriété de RTE sont interdites, sauf cas de force majeure mettant en cause la sécurité des personnes et des biens sur le site de l'utilisateur ou du gestionnaire de réseau public de distribution concerné.

L'utilisateur ou le gestionnaire de réseau public de distribution est responsable de la maintenance et du renouvellement des dispositifs de comptage de sa propriété. Il doit dans ce cas respecter les délais d'intervention permettant une mise à disposition des données de comptage télérelevées par RTE dans le délai réglementaire de 3 jours ouvrés.

Les interventions de l'utilisateur ou du gestionnaire de réseau public de distribution sur des équipements ou installations de sa propriété et faisant partie du comptage suivant ce référentiel sont :

- Signalées au préalable à RTE, lorsque la mesure de l'énergie et les données de comptage télérelevées ne risquent pas d'être affectées par l'intervention,
- Soumises à l'autorisation préalable de RTE, dans le cas contraire.

RTE contrôle que l'intervention projetée par l'utilisateur ou le gestionnaire de réseau public de distribution ne remet pas en cause l'avis de mise en exploitation du comptage. L'utilisateur ou le gestionnaire de réseau public de distribution est responsable de la mise à disposition de RTE des éléments permettant à RTE d'exercer ce contrôle.

6.4 Contrôle et vérification des installations de comptage

En application de l'article 20 du cahier des charges de concession du réseau public de transport de l'électricité, RTE est responsable du contrôle de l'ensemble des installations de comptage.

Les installations de comptage peuvent donner lieu à une vérification contradictoire. Lorsque la

vérification ne démontre pas de dysfonctionnement, le demandeur de la vérification prend à sa charge les frais de vérification.

Lorsque la vérification démontre un dysfonctionnement des installations de comptage, le propriétaire de ces installations les met en conformité dans un délai de 15 jours et prend à sa charge les frais de vérification. RTE procède aux corrections des données de comptage ainsi qu'aux rectifications de facturation aux frais du propriétaire de ces installations de comptage.

En cas de non respect par l'utilisateur ou du gestionnaire de réseau public de distribution concerné du délai susmentionné lorsqu'il est propriétaire des installations de comptage, RTE installe des installations de comptage de substitution, qui sont déposées à la mise en conformité des installations de l'utilisateur. Les frais d'installation, d'entretien et de dépose sont à la charge de l'utilisateur ou du gestionnaire de réseau public de distribution concerné.

6.5 Confidentialité

Les résultats des mesures du comptage (données de comptage) sont la propriété de l'utilisateur ou du gestionnaire de réseau public de distribution concerné.

L'utilisateur ou le gestionnaire de réseau public de distribution peut y accéder, sans pouvoir les modifier, avec les services indiqués ci-après. L'utilisateur ou le gestionnaire de réseau public de distribution concerné est responsable de l'usage de ces services d'accès par ses différents contractants et mandataires (fournisseurs d'électricité, responsable d'équilibre, gestionnaire de site, etc.).

RTE effectue la collecte par télérelevé téléphonique des données disponibles dans les compteurs. RTE est responsable de l'utilisation des données collectées par ses soins pour les missions qui lui sont confiées. Les données collectées par RTE sont confidentielles et ne peuvent être communiquées à l'extérieur de RTE qu'avec l'accord explicite de l'utilisateur ou du gestionnaire de réseau public de distribution concerné.

7. ENVIRONNEMENT TECHNIQUE DES SERVICES

7.1 Mise à disposition des impulsions

Le comptage met à disposition, sur un bornier libre d'accès à l'utilisateur ou au gestionnaire de réseau public de distribution concerné, les informations suivantes sous forme de contacts libres de potentiel et conforme à la norme NF EN 62053-31 sus-citée :

- les énergies mesurées par le compteur principal : active import et export, réactive import et export. La mesure est délivrée par des impulsions suivant la norme indiquée au § 5.3. Le calibrage est effectué par RTE en fonction des indications de l'utilisateur ou du gestionnaire de réseau public de distribution concerné,
- la référence horaire utilisée par le comptage sous forme de tops 10 min.

L'utilisation et la diffusion des informations correspondantes sont de la responsabilité de l'utilisateur ou du gestionnaire de réseau public de distribution concerné.

7.2 Service de télérelevé

L'utilisateur ou le gestionnaire de réseau public de distribution peut procéder au télérelevé, par appel sur le réseau téléphonique public commuté, des données de comptage enregistrées et mémorisées dans le compteur principal pour chaque comptage le concernant.

Ce télérelevé s'effectue, par le même accès au réseau téléphonique public commuté mis à disposition de RTE, et en dehors d'une plage horaire d'exclusion réservée aux besoins de télérelevé automatique de RTE. RTE ne raccorde pas, aux interfaces de communication du comptage, d'accès au réseau téléphonique public commuté différent de ceux utilisés pour ses télérelevés.

Les modalités de télérelevé (numéro de téléphone, identifiant d'accès, protocole de communication et créneaux horaires de télérelevé autorisés) sont indiquées par RTE dans le contrat d'accès au réseau de l'utilisateur ou du gestionnaire de réseau public de distribution concerné.

RTE ne fournit pas l'application de télérelevé des comptages pour le système d'information de l'utilisateur ou du gestionnaire de réseau public de distribution.

7.3 Transducteurs

Sur demande de l'utilisateur ou du gestionnaire de réseau public de distribution concerné, RTE installe en prestation annexe, pour chaque comptage, un ou deux transducteurs de mesure conformes à la norme CEI 60688.

Ces transducteurs sont installés dans la structure d'accueil du comptage correspondant et les mesures sont mises à disposition sur le bornier « client » du comptage de base, sous forme de sorties analogiques.

Les transducteurs utilisés sont propriété de RTE, fournis, installés, entretenus et dépannés uniquement par RTE, et figurent sur la liste des transducteurs qualifiés et approvisionnés par RTE.

Le comptage ne comporte pas de transducteurs fournis et installés par l'utilisateur ou par le gestionnaire de réseau public de distribution.

7.4 Totalisation

Sur demande de l'utilisateur ou du gestionnaire de réseau public de distribution concerné, RTE fournit en prestation annexe, un système de totalisation locale (sur le site de l'utilisateur ou du gestionnaire de réseau public de distribution concerné) des mesures de tout ou partie des comptages installés suivant ce référentiel.

Ce système comporte un ou plusieurs équipements de totalisation (ou totalisateur), une ou plusieurs interfaces de communication et une structure d'accueil (coffret ou armoire dédiée pour les intégrer).

Les totalisateurs, interfaces de communication et structures d'accueil sont propriété de RTE. RTE fournit, installe, met en exploitation et entretient ces équipements.

L'utilisateur ou le gestionnaire de réseau public de distribution concerné, est en charge de :

- la mise à disposition d'un local d'installation de la structure d'accueil suivant les exigences du § 5.4 ;

Indice 02

Chapitre 4 – Contribution des utilisateurs aux performances du RPT

Article 4.8 – Comptage

- la mise à disposition des services auxiliaires pour la structure d'accueil, suivant les exigences du § 5.6 ;
- la mise à disposition d'un accès au réseau téléphonique public commuté, suivant les exigences du § 5.7;
- la fourniture et l'installation des câbles et dispositifs de liaison entre la structure d'accueil et :
 - les structures d'accueil des comptages à totaliser (bornier « client »),
 - les services auxiliaires mis à disposition pour cette structure d'accueil,
 - l'accès au réseau téléphonique public commuté mis à disposition pour cette structure d'accueil.

Ces fournitures sont la propriété de l'utilisateur ou du gestionnaire de réseau public de distribution concerné qui en assure l'entretien.

L'exploitation et l'entretien des installations et des équipements de totalisation sont effectués dans les mêmes conditions et avec les mêmes exigences que celles indiquées au § 6 pour les comptages de base.



Référentiel Technique
Chapitre 5 – Vérification initiale de conformité des
installations

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

43 [pages](#)

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

Utilisateur concerné : producteur, consommateur

1 RAPPEL DU CADRE REGLEMENTAIRE

- Article 12 du cahier des charges de la concession à EDF du réseau d'alimentation générale en énergie électrique (avenant du 10 avril 1995 à la convention du 27 novembre 1958).
- Article 17 du décret n° 2003 -588 du 27 juin 2003 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement au réseau public de transport de l'électricité.

2 ENJEUX POUR LE SYSTEME ELECTRIQUE

Les contrôles avant mise en service industrielle (MSI) permettent de s'assurer que les performances de l'installation sont conformes aux prescriptions réglementaires et contractuelles. Tout écart par rapport aux spécifications peut conduire à affecter la sûreté du système électrique et/ou la sécurité des personnes et des biens.

Nota : Le contrôle des performances en exploitation ne fait pas l'objet de ce document.

3 MISE EN ŒUVRE DES EXIGENCES

Les contrôles avant mise en service industrielle, spécifiés par RTE sous forme de fiches annexées au cahier des charges du dossier technique de l'installation établi pour la convention de raccordement, sont réalisés par l'utilisateur. RTE vérifie la conformité des résultats des essais et contribue aux ceux qui portent sur des équipements interfacés avec son réseau (téléconduite, télémesures, ...) et . Ils interviennent normalement entre la signature de la convention de raccordement et la signature de la convention d'exploitation (cf. article 1.1).

Les contrôles avant MSI se décomposent en deux étapes :

Etape 1 : Contrôles avant la première mise sous tension par le Réseau Public de Transport (RPT) de l'installation. Ces contrôles correspondent aux informations à transmettre et aux simulations à réaliser par l'utilisateur.

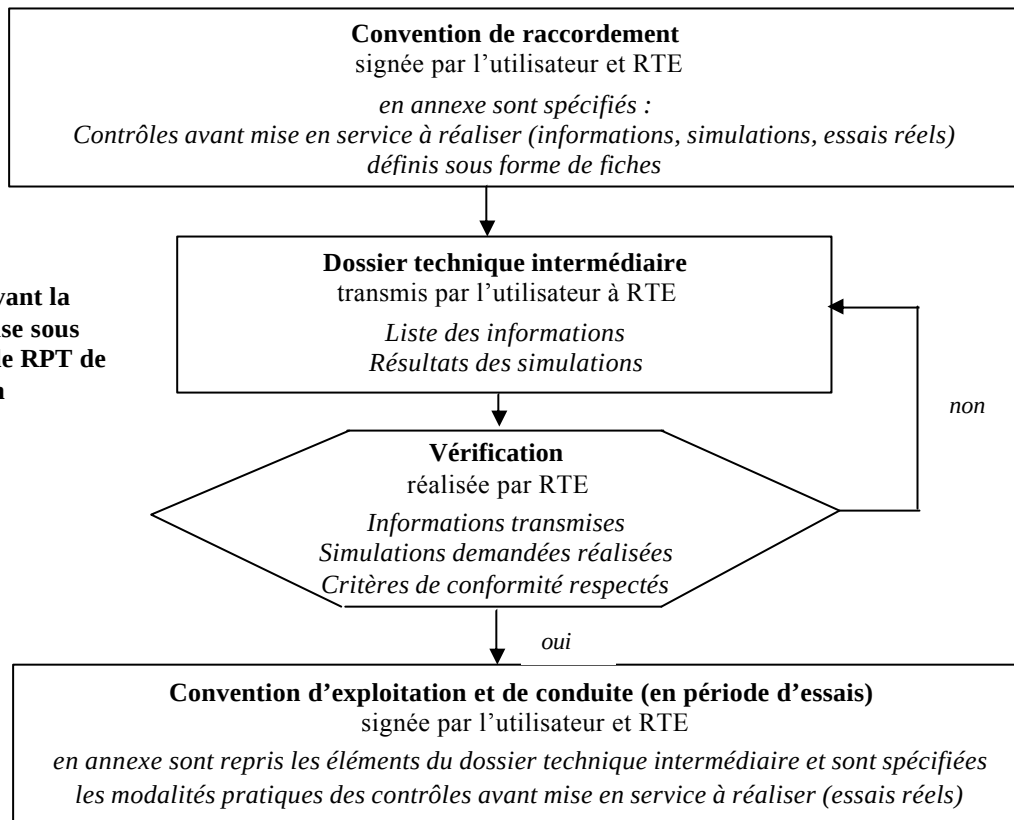
Etape 2 : Contrôles pendant la période d'essai de l'installation. Ces contrôles correspondent aux essais réels qui seront effectués par l'utilisateur. Cette étape est généralement réduite pour un consommateur ou un distributeur.

La procédure suivie pour réaliser le contrôle des performances des installations est décrite dans le schéma ci-après.

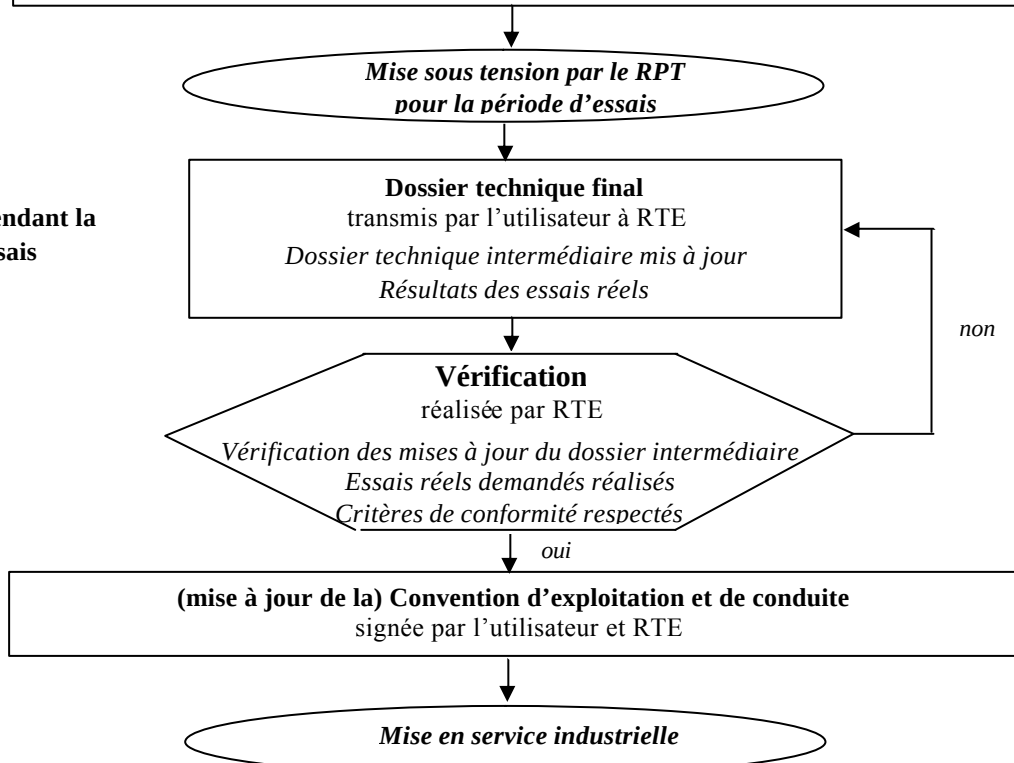
Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

Schéma de principe décrivant la procédure relative aux contrôles avant mise en service industrielle

1^{ère} Etape :
Contrôles avant la
première mise sous
tension par le RPT de
l'installation



2^{ème} Etape :
Contrôles pendant la
période d'essais



Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

Le nombre et la nature des contrôles à effectués dépendent du type d'installation et de son importance par rapport au système électrique.

Pour un consommateur, un distributeur ou un producteur ne présentant pas d'enjeu important pour la sûreté du système électrique¹, il n'est pas nécessaire d'établir une convention d'exploitation et de conduite en période d'essais. Il sera établi directement une convention d'exploitation avant la première mise sous tension par le RPT. Celle-ci mentionnera les procédures à suivre pour la réalisation d'éventuels essais. Elle sera mise à jour avant mise en service industrielle pour y intégrer les éventuelles modifications du dossier technique de l'utilisateur.

En particulier, les postes sources des distributeurs, quand ils sont construits selon les structures normalisées, avec des matériels agréés, font l'objet d'une procédure de vérification simplifiée, le dossier technique étant limité dans ce cas à un schéma du poste et une énumération des références des équipements.

3.1 Contrôles avant la première mise sous tension de l'installation (Etape 1)

Spécification des contrôles

Les contrôles devant être réalisés avant la première mise sous tension de l'installation sont spécifiés sous forme de fiches annexées au cahier des charges du dossier technique de l'installation (cf. paragraphe 2 de l'article 1.1). Ces contrôles comportent :

- les informations à transmettre à RTE ;
- les éventuelles simulations à réaliser.

Les informations à transmettre correspondent principalement aux caractéristiques techniques des installations (cf. article 1.2) et aux réponses de l'utilisateur aux exigences de RTE exprimées dans les cahiers des charges.

Réalisation des contrôles

L'utilisateur réalise les contrôles. Il transmet ensuite à RTE le dossier technique intermédiaire associé au contrôle des performances avant MSI. Ce dossier contient les caractéristiques de l'installation et les résultats des simulations qui sont nécessaires avant la première mise sous tension de l'installation (cf. paragraphe 2 de l'article 1.1).

Vérification des contrôles

A réception du dossier technique intermédiaire, RTE vérifie dans les meilleurs délais que :

- la liste des informations transmises est complète et les valeurs fournies sont cohérentes ;
- l'ensemble des simulations demandées a été effectué et les critères de conformité aux exigences de RTE sont respectés.

¹ Généralement, il s'agit des producteurs dont la puissance est inférieure à 40 MW. Les producteurs dont la puissance est supérieure ou égale à 40 MW seront désignés par « producteurs importants » dans la suite du document).

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

Mise sous tension par le RPT pour la période d'essais

Trois cas peuvent se présenter :

- si le dossier technique intermédiaire est incomplet, la première mise sous tension de l'installation est retardée jusqu'à ce que l'utilisateur réalise les contrôles manquants et complète le dossier technique intermédiaire.
- si un critère de conformité est non respecté, la procédure relative au traitement des non-conformités est appliquée (cf. §3.3).
- si le dossier technique intermédiaire est complet et si les critères de conformité sont respectés, RTE et l'utilisateur peuvent signer la première version de la convention d'exploitation et de conduite (ou une convention d'exploitation et de conduite en période d'essais pour un producteur important) . En outre, l'utilisateur devra fournir à RTE une attestation d'assurance.

3.2 Contrôles pendant la période d'essais (Etape 2)

Spécification des contrôles

Les contrôles, devant être réalisés pendant la période d'essai de l'installation sont spécifiés sous forme de fiches annexées au cahier des charges du dossier technique de l'installation (cf. paragraphe 2 de l'article 1.1). Ces contrôles correspondent à des essais réels qui nécessitent que l'installation soit connectée au RPT. Ces essais impliquent RTE et l'utilisateur, chacun étant responsable des manœuvres et des mesures réalisées sur ses installations. Les modalités pratiques de réalisation de ces contrôles sont définies dans la convention d'exploitation et de conduite (ou dans la convention d'exploitation et de conduite en période d'essais pour un producteur important).

Réalisation des contrôles

L'utilisateur réalise les contrôles en coordination avec RTE. L'utilisateur transmet ensuite à RTE le dossier technique final associé au contrôle des performances avant MSI (cf. paragraphe 2 de l'article 1.1). Ce dossier comporte l'ensemble des résultats des essais réels ainsi que la mise à jour éventuelle du dossier technique intermédiaire, compte tenu des modifications ayant pu avoir lieu pendant les essais (en particulier les paramètres de réglage des régulations et des protections).

Vérification des contrôles

A réception du dossier technique final, RTE vérifie que :

- la mise à jour éventuelle du dossier intermédiaire n'entraîne pas de non-conformité,
- l'ensemble des essais demandés ont été effectués et que les critères de conformité sont respectés.

Mise en service industrielle

Trois cas peuvent se présenter :

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

- si le dossier technique final de l'installation est incomplet, la mise en service de l'installation est retardée jusqu'à ce que l'utilisateur réalise les contrôles manquants et complète le dossier technique final.
- si un critère de conformité est non respecté, la procédure relative au traitement des non-conformités est appliquée (cf §3.3).
- si le dossier technique final de l'installation est complet et si les critères de conformité sont respectés, RTE et l'utilisateur peuvent signer la version finale de la convention d'exploitation et de conduite. La mise en service de l'installation intervient une fois cette convention signée.

3.3 Traitement des non-conformités

En cas de non-conformité des performances de l'installation aux conditions techniques de raccordement (critère de conformité non respecté), deux cas peuvent se présenter :

- Cette non-conformité peut affecter de manière importante la sûreté du système électrique et/ou la sécurité des personnes et des biens. RTE n'autorise alors pas la première mise sous tension ou la mise en service de l'installation. La première mise sous tension ou mise en service industrielle intervient lorsque l'utilisateur a apporté la preuve de la conformité de son installation.
- Cette non-conformité n'affecte pas de manière importante la sûreté du système électrique ou la sécurité des personnes et des biens. RTE autorise alors la première mise sous tension ou la mise en service de l'installation, mais demande à l'utilisateur une remise en conformité de son installation. RTE et l'utilisateur conviennent d'un délai de mise en conformité. Si des non-conformités subsistent au-delà de ce délai, l'utilisateur doit procéder à un découplage immédiat de son installation et n'est autorisé à se recoupler que lorsqu'il apporte à RTE la preuve du traitement de la ou des non-conformités.

3.4 Fiches de contrôle

RTE établit les fiches de contrôle qui permettent de s'assurer de la conformité des installations aux besoins exprimés par RTE. Les fiches sont annexées à la convention de raccordement.

Pour chaque fiche sont renseignés :

- la nature du test ;
- l'objectif du test ;
- la description du test ;
- les données nécessaires transmises par RTE à l'utilisateur ;
- les résultats à transmettre par l'utilisateur à RTE ;
- les critères de conformité.

Une liste de ces fiches est précisée ci-dessous. Elle peut être complétée ou modifiée selon les besoins.



Référentiel Technique
Chapitre 5 – Vérification initiale de conformité des installations

Page : 7/43

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

Liste des fiches de contrôle

Etape 1 : Contrôles à réaliser avant la première mise sous tension par le RPT de l'installation (dossier intermédiaire)

Fiches	Contrôle	Nature du contrôle	Installation concernée
1	Liste des caractéristiques de l'installation	Informations	Toute installation de production, de consommation et de distribution
2	Qualification des matériels électriques	Information	Toute installation de production, de consommation et de distribution
3	Conformité du système de protection	Informations	Toute installation de production , de consommation et de distribution
4	Conformité des systèmes dédiés aux échanges d'information	Informations	Toute installation, de production et de consommation et de distribution
5	Capacité constructive en réactif	Simulations	Toute installation de production
6	Stabilité en petits mouvements	Simulations	Toute installation de production
7	Stabilité sur report de charge	Simulations	Toute installation de production
8	Stabilité sur court-circuit	Simulations	Toute installation de production
9	Tenue de l'installation sur creux de tension	Simulations	Toute installation de production

Etape 2 : Contrôles à réaliser lors de la période d'essais (dossier final)

Fiches	Contrôle	Nature du contrôle	Installation concernée
10	Test des systèmes dédiés aux échanges d'information	Essai réel	Toute installation de production et de consommation et de distribution
11	Couplage au réseau	Essai réel	Toute installation de production et de consommation et de distribution
12	Qualité de fourniture	Essai réel	Toute installation de production et consommation et de distribution présentant un risque de perturbation de l'onde de tension.
13	Réglage primaire de fréquence	Essai réel	Tout groupe de production participant au réglage primaire de fréquence (groupe de production de puissance supérieure ou égale à 40 MW, exceptés les groupes de production mettant en œuvre de l'énergie fatale)
14, 15	Réglage secondaire de fréquence	Essai réel	Tout groupe de production participant au réglage secondaire de fréquence (groupe de production de puissance supérieure à 40 MW dans une installation de production de puissance supérieure à 120 MW, exceptés les groupes de production mettant en œuvre de l'énergie fatale)
16	Réglage primaire de tension et capacité constructive en réactif	Essai réel	Toute installation de production
17, 18	Réglage secondaire de tension	Essai réel	Toute installation de production participant au réglage secondaire de tension (installations de production raccordées aux réseaux de tension nominale HTB2 et HTB3, à la demande de RTE)

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

Fiches	Contrôle	Nature du contrôle	Installation concernée
19	Ilotage	Essai réel	Tout groupe de production participant à la fonction de recouplage rapide (groupe de production de puissance supérieure à 40 MW)

Principales fiches de contrôle

FICHE N° 1 : LISTE DES DONNEES
<i>Informations</i> <i>Dossier intermédiaire</i>
Objectifs L'utilisateur doit fournir certaines données techniques afin de permettre au gestionnaire du réseau d'évaluer l'impact de l'installation de production sur le RP T.
Description
Conditions particulières - La liste des données définie dans le Référentiel Technique constitue l'enveloppe maximale que RTE peut être amené à demander pour un raccordement. Selon les caractéristiques de l'installation de production, cette liste pourra être adaptée et sera éventuellement réduite. Le producteur garantit, avec la précision appropriée, l'exactitude des données fournies à RTE. En cas de modification d'une ou plusieurs des données, pouvant survenir au cours de la durée de vie de l'installation de production, il appartient au producteur de démontrer à RTE que les caractéristiques de son installation de production restent conformes aux prescriptions réglementaires et contractuelles, et de transmettre à RTE les nouvelles valeurs des données.
Données d'entrée La liste des données définie au chapitre 1.2. du référentiel technique.
Résultats La liste des données complétée (valeurs et précisions). Le producteur doit renseigner : - Avant la première mise sous tension : les données D 1 et D2 avec un statut « ferme » et les données D3 avec un statut « révisable », - Avant la mise en service industrielle : toutes les données D1, D2, D3 et D4 avec un statut « ferme ». Le statut « révisable » d'une donnée indique que la donnée peut être modifiée par le producteur. Le statut « ferme » d'une donnée indique que la donnée a valeur d'engagement du producteur et ne peut être modifiée, sans remettre en cause la demande de raccordement correspondante.
Critères de conformité ➤ Exhaustivité des données fournies par l'utilisateur ➤ Valeur des données conforme à l'unité ou au format demandé ➤ Précision renseignée pour chaque donnée numérique

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

FICHE N°2 : QUALIFICATION DES MATERIELS ELECTRIQUES
<i>Informations Dossier intermédiaire</i>
Objectifs Les installations raccordées au RPT doivent être conçues pour supporter les contraintes liées à l'exploitation de l'installation sur le RPT en régime normal et en régime exceptionnel. L'objectif de ce test est de vérifier que les matériels électriques de l'installation de production sont conformes aux normes en vigueur sur les matériels.
Description Vérification de la conformité des matériels électriques de l'installation de production aux normes en vigueur sur les matériels (en particulier les règles de compatibilité électromagnétique, de coordination d'isolement et de tenue aux courts-circuits). Cette vérification doit être réalisée pour tous les matériels électriques de l'installation de production et tout particulièrement à l'interface entre l'installation de production et le RPT.
Conditions particulières
Données d'entrée (RTE ® Producteur)
Résultats (Producteur ® RTE) Le producteur doit fournir au gestionnaire du réseau la liste des matériels HT à la tension de raccordement de l'installation de production, la liste de matériels BT du poste électrique en interface avec le RPT, ainsi qu'une attestation de conformité des matériels électriques aux normes réglementaires en vigueur sur les matériels.
Critères de conformité Une attestation de conformité des matériels électriques aux normes réglementaires en vigueur doit être fournie par le producteur.

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

FICHE N° 3 : CONFORMITE DU SYSTEME DE PROTECTION
<i>Informations</i> <i>Dossier intermédiaire</i>
Objectifs L'utilisateur du RPT doit équiper son installation d'un système de protection. Ce système de protection de l'installation doit être compatible et cohérent avec les systèmes de protection mis en œuvre par le gestionnaire du réseau. L'objectif de ce test est de vérifier que l'ensemble des dispositions prises par l'utilisateur, en terme de régime de neutre et de système de protection, sont conformes aux exigences spécifiées par le gestionnaire du réseau.
Description Vérification de la conformité du dispositif de mise à la terre du neutre et du système de protection de l'installation avec les performances spécifiées par le gestionnaire du réseau. Ces performances, définies dans le cahier des charges remis par le gestionnaire du réseau, concernent en particulier : ➤ le régime de neutre, ➤ la rapidité et la sélectivité d'élimination des défauts d'isolement, ➤ la sécurité des personnes et des biens, ➤ la sûreté de fonctionnement, ➤ la coordination avec le système de protection du RPT, ➤ les exigences de qualité garantissant le fonctionnement correct dans le temps du dispositif de mise à la terre du neutre et du système de protection de l'installation.
Conditions particulières
Données d'entrée (RTE ® utilisateur) Le gestionnaire du réseau remet à l'utilisateur un cahier des charges du système de protection qu'il doit mettre en œuvre. Ce cahier des charges spécifie : • les performances auxquelles doit satisfaire le système de protection, • les conditions dans lesquelles doit se faire la mise à la terre du neutre • les exigences de qualité qui permettent de garantir le fonctionnement correct dans le temps du système de protection et du dispositif de mise à la terre du neutre de l'installation.
Résultats (Utilisateur® RTE) - Le producteur doit fournir au gestionnaire du réseau une étude de protégeabilité précisant les dispositions retenues pour la conception et la réalisation de son système de protection, - un plan qualité précisant les dispositions retenues pour ~~la mise en service~~, l'exploitation et la maintenance des dispositifs associés à la mise à la terre du neutre et au système de protection de l'installation ainsi que le traitement des dysfonctionnements, - une attestation de réalisation de l'installation de production en conformité avec le cahier des charges du système de protection annexée au plan qualité.
Critères de conformité ➤ Une étude de protégeabilité doit être fournie par le producteur. ➤ Un plan qualité doit être fourni par le producteur. ➤ Une attestation de réalisation de l'installation de production en conformité avec le cahier des charges du système de protection doit être fournie par le producteur. ➤ L'étude de protégeabilité et le plan qualité doivent montrer que les dispositions prises par le

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

producteur sont conformes au cahier des charges spécifié par le gestionnaire du réseau.

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

FICHE N° 4 : CONFORMITE DES SYSTEMES DEDIES AUX ECHANGES D'INFORMATION
<i>Informations</i> <i>Dossier intermédiaire</i>
Objectifs Les échanges d'informations sont nécessaires pour une bonne intégration de l'installation dans le système électrique, et ceci aux différentes échéances de temps. Les informations échangées, qui dépendent de l'importance de l'installation et de sa participation aux services auxiliaires, doivent être compatibles et cohérentes avec les systèmes de téléconduite et de communication qu'utilise le gestionnaire du réseau avec les différents acteurs. L'objectif de ce test est de vérifier que l'ensemble des dispositions prises par l'utilisateur, en terme de systèmes dédiés aux échanges d'information, sont conformes aux performances exprimées par le gestionnaire du réseau.
Description Vérification de la conformité des systèmes dédiés aux échanges d'information avec les performances spécifiées par le gestionnaire du réseau. Ces systèmes dédiés aux échanges d'information, définis dans le cahier des charges remis par le gestionnaire du réseau, concernent tout ou partie des dispositifs suivants : ➤ le téléphone, le fax, ➤ le système de téléconduite, (TS, TM, signaux de télé réglages) ➤ le système de comptage, ➤ le système d'alerte et de sauvegarde (SAS), ➤ le système de téléphonie de sécurité (STS) ➤ le système d'échange des programmes journaliers et de redéclarations, ➤ les autres systèmes d'information définis dans le cahier des charges,
Conditions particulières
Données d'entrée (RTE ® Utilisateur) Le gestionnaire du réseau remet à l'utilisateur un cahier des charges des systèmes dédiés aux échanges d'information. Ce cahier des charges précise la nature des informations à échanger avec l'installation de production et les conditions dans lesquelles celle-ci doit être raccordée aux systèmes de téléconduite et de communication du gestionnaire du réseau. Il spécifie les exigences concernant les formats d'échange de données, les performances et la fiabilité que les équipements doivent respecter ainsi que les exigences de qualité qui permettent de garantir leur fonctionnement correct dans le temps.
Résultats (Utilisateur® RTE) Le producteur doit fournir au gestionnaire du réseau : - un plan qualité des équipements, associés aux systèmes dédiés aux échanges d'information, précisant les dispositions retenues pour l'exploitation, la maintenance ainsi que le traitement des dysfonctionnements de ces équipements. - une attestation de réalisation des systèmes dédiés aux échanges d'information en conformité avec le cahier des charges.
Critères de conformité Fourniture des documents décrits au paragraphe « Résultats »

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

FICHE N° 5 : CAPACITE CONSTRUCTIVE EN REACTIF
<i>Simulations</i> <i>Dossier intermédiaire</i>
Objectifs Toute installation de production raccordée au RPT doit avoir la capacité constructive de contribuer au réglage de la tension en produisant ou en consommant de la puissance réactive. L'objectif de ce test est de vérifier la capacité constructive de l'installation en réactif au point de livraison.
Description Le domaine de fonctionnement [U ; Q] de l'installation de production au point de livraison doit être déterminé pour quatre niveaux de puissance active correspondant à des fonctionnements à puissance maximale, puissances intermédiaires et puissance minimale, pour les prise max, min et médiane du transformateur principal.
Conditions particulières - L'installation de production doit être modélisée conformément aux informations fournies dans la fiche relative aux données (en particulier la capacité constructive des groupes de production et les caractéristiques des transformateurs). - Dans le cas d'une installation constituée de plusieurs groupes, le domaine de fonctionnement [U ; Q] est à renseigner pour chaque groupe en supposant les autres groupes non démarrés ainsi que pour tous les groupes démarrés. - Dans le cas d'un transformateur partagé par plusieurs groupes, le domaine de fonctionnement [U ; Q] est à renseigner au stator de chacun des groupes ainsi qu'au point de livraison en considérant tous les groupes démarrés. - Le domaine de fonctionnement sera défini aux conditions nominales de refroidissement et à la fréquence de 50Hz.
Données d'entrée (RTE ® Producteur) Les prises du transformateur principal. Spécification du format attendu du fichier informatique associé aux diagrammes.

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

Résultats (Producteur ® RTE)

Pour chacun des niveaux de puissance active et chacune des prises du transformateur principal :

- les diagrammes définissant le domaine de fonctionnement $[U, Q]$ de l'installation de production seront fournis au point de livraison (tracés des diagrammes sous format papier et sous format informatique),
- les limites, avec ou sans dispositif automatique de limitation notamment implanté dans le régulateur de tension, associés aux diagrammes seront précisés.
- les hypothèses et le modèle utilisé pour déterminer les diagrammes seront précisés et justifiés.

Les diagrammes comprendront les zones suivantes :

- une Zone de Fonctionnement Normale, dite ZFN. Cette zone correspond au domaine de fonctionnement normal de l'installation de production et de la tension réseau. Le fonctionnement dans cette zone est autorisé sans limite de durée.
- une Zone de Fonctionnement Exceptionnelle, dite ZFE. Cette zone, à l'extérieur de la ZFN, correspond aux domaines de fonctionnement exceptionnel de l'installation de production et de la tension réseau. A la différence de la ZFN, le fonctionnement dans cette zone est à durée limitée. Les durées de fonctionnement et les contraintes associées pour l'installation de production seront indiquées.

Les limites prises en compte dans les diagrammes incluront notamment :

- la limite de courant rotor (LIR),
- la limite d'échauffement des parties frontales ou limite de stabilité (LAI),
- la limite de courant stator en fourniture et en absorption (LIS),
- la limite d'induction (LIN),
- les limites de tension stator haute et basse,
- les limites de tension réseau haute et basse,
- les limites de tension auxiliaire haute et basse.

Les tracés des diagrammes seront réalisés avec :

- en abscisse la tension réseau au point de livraison exprimée en kV
- en ordonnée la puissance réactive au point de livraison exprimée en Mvar

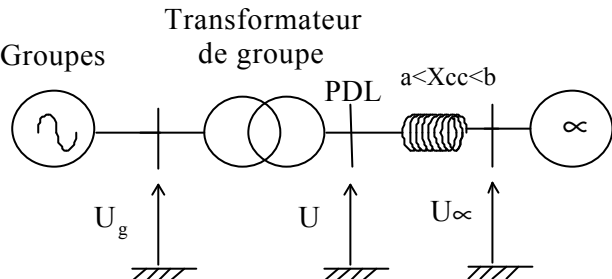
Les caractéristiques et données suivantes seront mentionnées en légende pour chaque tracé :

- le nom de la centrale et le n° du groupe,
- la valeur de puissance du groupe ainsi que celles des auxiliaires,
- les conditions de refroidissement retenues,
- les caractéristiques transformateurs (TP et TS) : n° de la prise et rapport U_{HTA}/U_{HTB} en vigueur,
- les caractéristiques électriques spécifiques éventuelles liées au schéma d'évacuation : impédances ligne de raccordement,
- les domaines de fonctionnement en tension alternateur et auxiliaires.

Critères de conformité

Pour chacun des niveaux de puissance et la prise nominale, le domaine de fonctionnement $[U ; Q]$ de l'installation de production doit à minima englober les points de fonctionnement définis dans l'Arrêté [2].

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

FICHE N° 6 : STABILITE EN PETITS MOUVEMENTS
<i>Simulations</i> <i>Dossier intermédiaire</i>
Objectifs Pour toutes les configurations d'exploitation du réseau (réactance de liaison X_{cc} comprise entre a et b), l'installation de production doit rester stable quel que soit son régime de fonctionnement, dans les plages normales et exceptionnelles de tension et de fréquence, et quels que soient les niveaux de puissance active et réactive qu'elle produit.
Description <i>Modèle utilisé :</i> L'étude de stabilité en petits mouvements est réalisée à l'aide d'un schéma de réseau simplifié où l'installation de production est mise en antenne sur un réseau de tension et de fréquence constante (réseau "infini") au travers d'une réactance de liaison X_{cc} comprise entre a et b. La réactance b (réciproquement a) correspond au schéma d'exploitation donnant la puissance de court-circuit la plus faible (réciproquement la plus forte) au point de livraison.  1. <i>Evaluation de la robustesse :</i> Calcul des marges de stabilité (marge de module, marge de module complémentaire, marge de retard, cf. Référentiel Technique) pour le point de fonctionnement $P=P_{max}$, $Q=0$ et $U=U_{dim}$ ainsi que pour les trois points de fonctionnement suivants : A : $P=P_{max}$, $Q=0.32P_{max}$ et $U=U_{dim}$ au PDL B : $P=P_{max}$, $Q=0.3P_{max}$ et $U=U_{dim}-0.1U_n$ au PDL C : $P=P_{max}$, $Q=-0.35P_{max}$ et $U=U_{dim}$ au PDL 2. <i>Echelon de consigne du réglage primaire de tension :</i> <i>Point de fonctionnement</i> Installation de production initialement à $P=P_{max}$, $Q=0$ et $U=U_{dim}$ au point de livraison (PDL). La consigne initiale du réglage de tension est déterminée par ce point de fonctionnement. <i>Evénement simulé</i> ➤ Echelon de +2% de la consigne du réglage primaire de tension. 3. <i>Echelon de niveau du réglage secondaire de tension :</i> [Cette simulation est réalisée si l'installation dispose d'un asservissement de puissance réactive (APR).] <i>Point de fonctionnement</i> Installation de production initialement à $P=P_{max}$, $Q=0$ et $U=U_{dim}$ au point de livraison (PDL). L'APR est supposé en service. Le niveau RST est déterminé par le point de fonctionnement de l'installation défini précédemment. <i>Evénement simulé</i> ➤ Echelon de +4% sur le niveau RST.

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

Conditions particulières

- Ce test s'applique uniquement aux installations de production participant au réglage primaire de tension (types 1, 2 ou 3).
- Le test est réalisé pour les deux valeurs extrêmes de réactance de liaison ($X_{cc}=a$ et $X_{cc}=b$).
- L'installation de production doit être modélisée conformément aux informations fournies dans la fiche relative aux données (en particulier les protections de l'installation, le modèle du régulateur de tension, le modèle du système d'excitation et les limitations associées).
- Lorsque $X_{cc}=a$ seul le groupe de plus faible puissance sera considéré démarré et lorsque $X_{cc}=b$ tous les groupes seront supposés démarrés.
- L'évaluation de la robustesse sera réalisée en supposant l'APR hors service et l'échelon de consigne du réglage primaire de tension défini précédemment sera réalisé sur la consigne du réglage primaire de tension en supposant successivement l'APR hors service et en service (avec niveau RST constant).

Données d'entrée (RTE ® Producteur)

Le gestionnaire du réseau communique au producteur les informations nécessaires pour mener à bien l'étude de stabilité en petits mouvements :

- la réactance de liaison minimale a ,
- la réactance de liaison maximale b ,
- la pente λ si le réglage primaire de tension est de type 2.

Résultats (Producteur ® RTE)

1. Eléments à fournir

Les hypothèses et le modèle adopté seront précisés et justifiés.

Les tracés des courbes temporelles des grandeurs listées ci-dessous seront fournis (les données doivent être identifiées, les échelles doivent être adaptées et les unités précisées) :

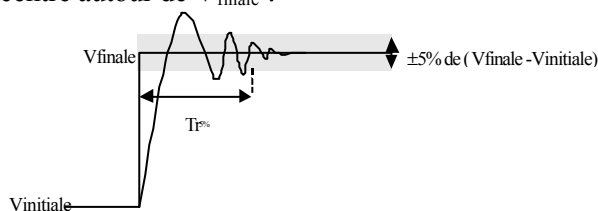
- Tension au point de livraison,
- Puissance active fournie par l'installation de production au point de livraison,
- Puissance réactive fournie par l'installation de production au point de livraison,
- Vitesse rotor,
- Consigne du réglage primaire de tension,
- Grandeur asservie par le réglage primaire de tension.

Les résultats des calculs des marges de stabilité et le modèle utilisé seront présentés.

2. Analyse à effectuer

Les caractéristiques suivantes doivent être déterminées :

- Temps de réponse indicielle à 5% (noté $Tr_{5\%}$). Ce temps correspond au temps au bout duquel pour un échelon de consigne donné la grandeur asservie par le réglage de tension, notée V , entre dans le gabarit $\pm 5\%$ de $(V_{finale} - V_{initiale})$ centré autour de V_{finale} :



- Temps d'amortissement de la puissance active au point de livraison à $\pm 1\%$ de sa valeur finale.
- Ecart statique (noté $\epsilon_{\%}$) entre la grandeur asservie et la consigne du réglage de tension :

$$\epsilon_{\%} = 100 \frac{V_{finale} - V_{consigne}}{V_{consigne}}$$

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

Critères de conformité

Pour chacun des essais :

- L'installation de production doit rester stable sur échelon de consigne (pas de perte de synchronisme et/ou pas de déclenchement sur une protection de l'installation).
- Temps de réponse indicielle de la grandeur asservie par le réglage de tension à $\pm 5\%$ de sa valeur finale doit être inférieur à 10 secondes.
- Le temps d'amortissement de la puissance active au point de livraison à $\pm 1\%$ de sa valeur finale doit être inférieur à 10 secondes.
- L'écart statique entre la grandeur asservie et la consigne du réglage de tension doit être inférieur à 0,2%.

De plus, pour garantir une bonne robustesse, la régulation d'excitation du groupe de production doit présenter pour l'ensemble des points de fonctionnement demandés :

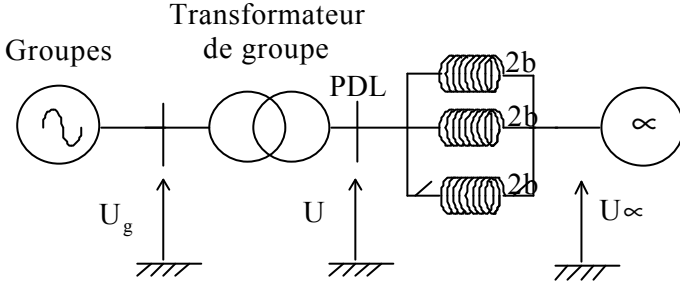
- Une marge de module supérieure ou égale à 0.5,
- Une marge de module complémentaire supérieure à 0.7,
- Une marge de retard supérieure à 50 ms.

Sur échelon de consigne du niveau RST :

- L'installation de production doit rester stable sur échelon de consigne (pas de perte de synchronisme et/ou pas de déclenchement sur une protection de l'installation).
- Temps de réponse indicielle de la grandeur asservie par le réglage de tension à $\pm 5\%$ de sa valeur finale doit être supérieur à 20 secondes et inférieur à 60 secondes.

L'imprécision sur la valeur de l'écart de consigne ($Q_c - Q_s$) ne doit pas être supérieure à 1% de Q_n .

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

FICHE N° 7 : STABILITE SUR REPORT DE CHARGE
Simulations Dossier intermédiaire
Objectifs Il s'agit d'évaluer les risques de perte de stabilité de l'installation de production lors des changements de schémas d'exploitation du réseau. L'ouverture d'une ligne sur le réseau ne doit pas entraîner de tour électrique ni le découplage de l'installation de production. L'objectif de ce test, réalisé par simulation, est de vérifier que l'installation de production reste stable lors d'un report de charge de référence. Ce report de charge correspond à une variation de configuration du réseau.
Description <i>Modèle utilisé :</i> <i>L'étude de stabilité sur report de charge est réalisée à l'aide d'un schéma simplifié du réseau où l'installation de production est mise en antenne sur un réseau de tension et de fréquence constante (réseau ∞) au travers de 3 lignes de réactance $2b$ en parallèle (voir figure suivante).</i>  <i>Point de fonctionnement :</i> Installation de production initialement à $P=P_{max}$, $Q=0$ et $U=U_{dim}$ au point de livraison (PDL). La consigne initiale du réglage de tension est déterminée par ce point de fonctionnement. <i>Evènement simulé :</i> Ouverture d'une ligne. Après ouverture de la ligne, la réactance équivalente vue du point de livraison vaut b, ce qui correspond au schéma d'exploitation du réseau donnant la puissance de court-circuit la plus faible.
Conditions particulières - L'installation de production doit être modélisée conformément aux informations fournies dans la fiche sur les données (en particulier les protections de l'installation, le modèle du régulateur de tension, le modèle du système d'excitation et les limitations associées). - Cette simulation devra être réalisée avec et sans la boucle APR en service.
Données d'entrée (RTE ® Producteur) Le gestionnaire du réseau communique au producteur les informations nécessaires pour mener à bien l'étude de stabilité sur report de charge : - la réactance de liaison maximale b, - la pente λ si le réglage de tension est de type 2.

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

Résultats (Producteur ® RTE)

1. Eléments à fournir

Les hypothèses et le modèle adopté seront précisés et justifiés.

Les tracés des courbes temporelles des grandeurs listées ci -après seront fournis (les données doivent être identifiées, les échelles doivent être adaptées et les unités précisées).

- Tension au point de livraison,
- Puissance active fournie par l'installation de production au point de livraison,
- Puissance réactive fournie par l'installation de production au point de livraison,
- Vitesse rotor,
- Consigne du réglage primaire de tension,
- Grandeur asservie par le réglage primaire de tension.

2. Analyse à effectuer

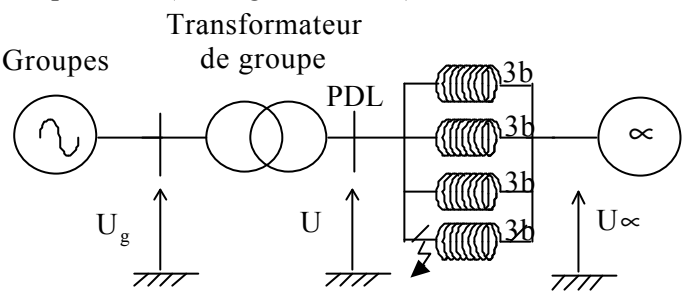
La donnée suivante doit être déterminée :

- Temps d'amortissement de la puissance électrique à +/-5% de sa valeur finale.

Critères de conformité

- L'installation de production doit rester stable sur report de charge (pas de perte de synchronisme et/o u pas de déclenchement sur une protection de l'installation).
- Le temps d'amortissement de la puissance électrique au point de livraison à +/- 5% de sa valeur finale doit être inférieur à 10 secondes.

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

FICHE N° 8 : STABILITE SUR COURT-CIRCUIT
Simulations Dossier intermédiaire
Objectifs Il s'agit d'évaluer les risques de perte de stabilité et de découplage de l'installation de production suite à un défaut sur le réseau normalement éliminé.
Description <i>Modèle utilisé :</i> L'étude de stabilité sur court-circuit est réalisée à l'aide d'un schéma de réseau simplifié où l'installation de production est mise en antenne sur un réseau de tension et de fréquence constante (réseau "infini") au travers de 4 lignes de réactance $3b$ en parallèle (voir figure suivante).  Après ouverture de la ligne où se trouve le défaut, la réactance équivalente vue du point de livraison vaut b, ce qui correspond au schéma d'exploitation du réseau donnant la puissance de court-circuit la plus faible. <i>Point de fonctionnement :</i> Installation de production initialement à $P=P_{max}$, $Q=0$ et $U=U_{dim}$ au point de livraison (PDL). La consigne initiale du réglage de tension est déterminée par ce point de fonctionnement. <i>Evènements simulés :</i> ➤ Défaut triphasé situé sur une des lignes de liaison à une distance du PDL égale à 1% de la longueur totale de la ligne. Ce court-circuit est éliminé en un temps T par l'ouverture des protections.
Conditions particulières - L'installation de production doit être modélisée conformément aux informations fournies dans la fiche sur les données (en particulier les auxiliaires, les protections de l'installation, le modèle du régulateur de tension, le modèle du système d'excitation et les limitations associées). - L'APR est hors service. - Le gestionnaire du réseau communiquera au producteur toute évolution du plan de protection de la zone. Il appartient au producteur d'en étudier les conséquences sur son installation et de prendre les dispositions nécessaires pour la protéger.
Données d'entrée (RTE ® Producteur) Le gestionnaire du réseau communique au producteur les informations nécessaires pour mener à bien l'étude de stabilité sur court-circuit : - $b = \dots$ Ohms, - $\lambda = \dots$ [si le réglage de tension est de type 2], - $T = \dots$ ms (le temps T retenu pour l'étude est le temps normal d'élimination d'un défaut sur le RPT environnant « T_{déf} » (lignes et barres) + 50 ms afin de se prémunir des incertitudes sur la modélisation du groupe et sur les caractéristiques des ouvrages)

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

Résultats (Producteur ® RTE)

1. Eléments à fournir pour chacun des essais

Les hypothèses et le modèle adopté seront précisés et justifiés.

Les tracés des courbes temporelles des grandeurs listées ci -après seront fournis (les données doivent être identifiées, les échelles doivent être adaptées et les unités précisées).

- Tension au point de livraison,
- Puissance active fournie par l'installation de production au point de livraison,
- Puissance réactive fournie par l'installation de production au point de livraison,
- Vitesse rotor,
- Consigne du réglage primaire de tension,
- Grandeur asservie par le réglage primaire de tension.

2. Analyse à effectuer pour chacun des essais

- Temps d'amortissement de la puissance électrique à +/-5% de sa valeur finale.

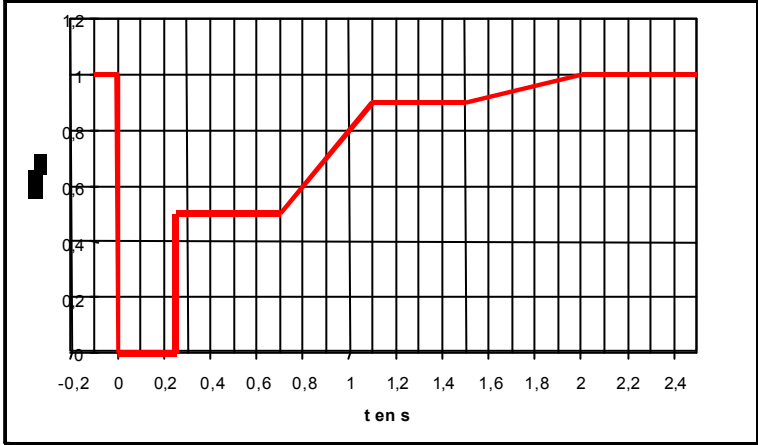
3. Calcul du temps limite d' élimination des défauts à partir duquel le court -circuit n'entraîne pas la perte de stabilité (précision de 5 ms).

Critères de conformité

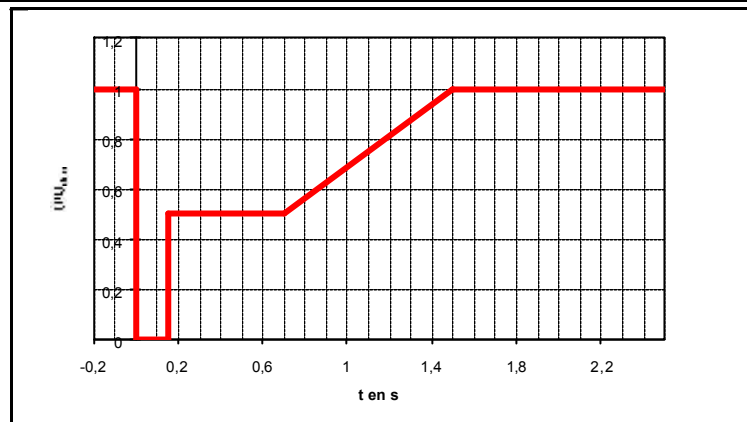
- L'installation de production doit rester stable (pas de perte de synchronisme et/ou pas de déclenchement sur une protection de l'installation).
- Le temps d'amortissement de la puissance électrique au point de livraison à +/- -5% de sa valeur finale doit être inférieur à 10 secondes.

Si l'installation de production ne respecte pas les conditions de stabilité précédentes, le producteur déterminera la puissance active fournie par l'installation de production à partir de laquelle le court -circuit n'entraîne pas la perte de stabilité,

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

FICHE N° 9 : TENUE DE L'INSTALLATION AUX CREUX DE TENSION
<i>Simulations</i> <i>Dossier intermédiaire</i>
Objectifs Il s'agit d'évaluer les risques de découplage de l'installation de production sur creux de tension. Les creux de tension, observés sur le réseau et auxquels peut être soumise l'installation de production, peuvent en effet affecter le fonctionnement de ses auxiliaires, mais ne doivent pas provoquer le déclenchement de l'ensemble de l'installation. L'objectif de ce test est de vérifier que l'installation de production supporte sans déclenchement le gabarit de creux de tension appliqué au point de livraison.
Description <i>1. Gabarit de creux de tension</i> Pour tout défaut respectant le gabarit suivant, aucun déclenchement de l'installation de production n'est admis suite à la baisse de tension du réseau qui affecte le fonctionnement des auxiliaires. <i>[Choisir un des deux points suivants]</i> ➤ Installation raccordée à un réseau de répartition : creux de tension 100% pendant 250 ms, palier à $0,5 U_{dim}$ pendant les 450 ms suivantes, retour linéaire à $0,9 U_{dim}$ pendant les 400ms suivantes, palier à $0,9 U_{dim}$ pendant les 400ms suivantes, retour linéaire à U_{dim} pendant les 500 ms suivantes.  <i>Gabarit de creux de tension pour les réseaux de répartition</i> ➤ Installation raccordée au réseau d'interconnexion : creux de tension 100 % pendant 150 ms, palier à $0,5 U_{dim}$ pendant les 550 ms suivantes, retour linéaire à U_{dim} pendant les 800 ms suivantes.

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour



Conditions particulières

Données d'entrée (RTE ® Producteur)

Résultats (Producteur ® RTE)

Tenue de l'installation au gabarit de creux de tension

- Résultat de l'étude permettant de garantir que les auxiliaires de l'installation supporte le gabarit de creux de tension,
- En cas de non respect du gabarit ci-dessus, présentation du gabarit de creux de tension que peut supporter l'installation (durée limite du pallier à 0,5Udim) et description du réglage des protections le limitant.

➤

Critères de conformité

- Respect du gabarit de creux de tension (attestation de tenue de l'installation à ce gabarit).
- L'installation de production ne doit pas déclencher.

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

FICHE N° 10 :TEST DES SYSTEMES DEDIES AUX ECHANGES D'INFORMATION
<i>Essais réels</i> <i>Dossier intermédiaire</i>
Objectifs Le présent test vise à vérifier le bon fonctionnement de l'ensemble des équipements associés aux systèmes dédiés aux échanges d'information.
Description Chaque équipement sera testé en liaison avec le gestionnaire du réseau et dans le respect des protocoles d'échanges.
Conditions particulières Tous les tests doivent être programmés et réalisés en liaison avec le gestionnaire du réseau.
Données d'entrée (RTE ® Utilisateur)
Résultats (Utilisateur ® RTE) Procès verbal des tests des équipements.
Critères de conformité Chaque équipement doit fonctionner correctement dans le respect des protocoles d'échanges.

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

FICHE N° 11 :COUPLAGE AU RESEAU
<i>Essais réels</i> <i>Dossier final</i>
Objectifs Le couplage au RPT doit être assuré par un organe de coupure appartenant à l'utilisateur. Le couplage doit être possible dans la plage de fréquence 49 Hz - 51 Hz, et dans une plage de tension d'amplitude $\pm 12\%$ autour de la tension de la prise en service du transformateur, limitée au domaine normal de fonctionnement du réseau. Dans le cas d'un couplage synchrone d'une installation de production, l'installation ne doit être couplée au RPT que lorsque les conditions suivantes sont respectées : - écart de fréquence inférieur à 0.1 Hz, - écart de tension inférieur à 10%, - écart de phase inférieur à 10°. Le but de cet essai est de vérifier que le couplage s'effectue sans problème et que, une fois couplé, l'installation monte en puissance sans perturber la qualité de la tension.
Description ➤ Essai 1 : enclenchement des transformateurs. ➤ Essai 2 : couplage du groupe au réseau. ➤ Essai 3 : montée en puissance de Pmin à Pmax et maintien à Pmax pendant 15 minutes. ➤ Essai 4 : baisse de puissance de Pmax à Pmin et maintien à Pmin pendant 15 minutes. Les essais 3 et 4 seront réalisés pour les trois configurations possibles de fonctionnement : en pente normale, en pente rapide et en pente d'urgence. Pour les installations de consommation et les réseaux de distribution on retiendra les essais pertinents compte tenu de la présence de production dans ces installations.
Conditions particulières Les tests doivent être programmés et réalisés en liaison avec le gestionnaire du réseau. Les groupes de production ne participent ni aux réglages primaire et secondaire de la fréquence, ni au réglage secondaire de la tension au moment des essais. Pour les installations multigroupes, les essais seront réalisés pour chaque groupe.
Données d'entrée (RTE ® Utilisateur)

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

Résultats (Utilisateur ® RTE)

- Procédure d'essai décrivant les étapes réalisées, les conditions d'essai et les points de mesures.
- Enregistrements des signaux temporels suivants pour chacun des essais :
 - Tension efficace au point de livraison.
 - Puissance active fournie par l'installation au point de livraison.
 - Puissance réactive fournie par l'installation au point de livraison.
 - Vitesse
 - Couple moteur (estimation)

Ces enregistrements doivent inclure les phases de régime permanent précédent et suivant chaque événement (au minimum 10 secondes avant et 60 secondes après). Ils doivent se présenter sous la forme suivante :

- Format papier et informatique des enregistrements (fichier Excel par exemple).
- Graphes avec légende (grandeur mesurée et unités).
- Echelles des courbes sur format papier adaptées aux amplitudes mesurées.

Critères de conformité

Pour chacun des essais 1, 2 et 3 :

- mise sous tension sans problème (pas de déclenchement du groupe).
- à-coup de tension au point de livraison inférieur à 5% (3% en HTB3).

Pour chacun des essais 3 et 4 :

- les groupes réussissent à monter en puissance sans perturbation de la tension (les enregistrements doivent corroborer cela).
- la pente de montée ou de baisse de charge mesurée lors de l'essai est cohérente avec celle renseignée par le producteur pour chacun des configurations possibles dans la liste des données.

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

FICHE N° 12 :QUALITE DE FOURNITURE
Essais réels Dossier final
Objectifs Les perturbations produites par l'installation, mesurées au point de livraison, ne doivent pas excéder les valeurs limites autorisées. L'objectif de ce test est de vérifier que l'ensemble des dispositions prises par l'utilisateur en terme de limitation des perturbations (déséquilibre, fluctuations de tension, harmoniques) sont conformes au besoin exprimé par le gestionnaire du réseau.
Description Les perturbations qui seront étudiées au point de livraison de l'installation sont : - <u>Déséquilibre de la tension</u> -Valeur du taux déséquilibre de la tension en % - <u>Fluctuations rapides de la tension (flicker)</u> -Valeur du Pst (tel que défini dans la publication CEI 61000 -4-15) en % - <u>Harmoniques</u> -Valeur des injections harmoniques (rangs 2 à 40) I_{hn} en A -Taux global = $\tau_g = \sqrt{\sum_{n=2}^{40} I_{hn}^2} \cdot \frac{\sqrt{3} U_c}{S}$ où U_c est la valeur de la tension nominale au point de livraison S est la puissance apparente maximale de l'installation tant que celle -ci reste inférieure à 5% de Scc. Sinon elle est considérée égale à 5% Scc.
Conditions particulières <i>Les essais doivent être réalisés en coordination avec le gestionnaire du réseau, sur plusieurs jours afin de se placer dans différentes configurations d'exploitation du réseau et de l'installation, si possible les plus contraignantes d'un point de vue qualité de la tension (couplage, enclenchements, variation de charge ...).</i> <i>Par exemple : 2 jours à minima afin d'avoir des mesures lorsque l'installation est démarrée et fournissant plus de 50 % de sa puissance nominale.</i>
Données d'entrée (RTE ® Utilisateur)
Résultats (Utilisateur® RTE) • Procédure d'essai décrivant les étapes réalisées, les conditions d'essai et les points de mesures. • Enregistrements au point de livraison de l'installation des grandeurs décrites ci-dessus moyennées sur 10 minutes. Ces enregistrements doivent être réalisés sur plusieurs jours et être représentatifs d'un fonctionnement normal du site. Ils doivent se présenter sous la forme suivante : - Format papier et informatique des enregistrements (fichier Excel par exemple). - Tableaux ou graphes avec légende (grandeur mesurée et unités). - Echelles des courbes sur format papier adaptées aux amplitudes mesurées.

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

Critères de conformité

- Déséquilibre de la tension :
le taux de déséquilibre en tension produit par l'installation doit être inférieur ou égal à ...% [1% ou 0,6 % en HTB3].
- Fluctuations rapides de la tension :
les fluctuations de tension engendrées par l'installation doivent rester à un niveau tel que le Pst mesuré au point de livraison reste inférieur à ...% [1 % ou 0,6 % en HTB3].

Toutefois, dans les situations où la puissance de court -circuit du RPT au point de livraison est inférieure à ...% [400 MVA en HTB1, 1500 MVA en HTB2 et 7000 MVA en HTB3], les limites de perturbations de la tension tolérées indiquées ci -dessus sont multipliées par le rapport entre ces valeurs de référence et la puissance de court-circuit effectivement fournie.

- Injections harmoniques :
 - les courants harmoniques I_{hn} injectés sur le réseau public doivent être inférieurs à :

$$k_n \frac{S}{\sqrt{3}U_c}$$

où k_n est le coefficient de limitation défini en fonction du rang n de l'harmonique :

Rangs impairs	k_n (%)	Rangs pairs	k_n (%)
3	6,5	2	3
5 et 7	8	4	1,5
9	3	> 4	1
11 et 13	5		
> 13	3		

[ou]

Rangs impairs	k_n (%)	Rangs pairs	k_n (%)
3	3,9	2	1,8
5 et 7	4,8	4	0,96
9	1,8	> 4	0,6
11 et 13	3		
> 13	1,8		

[en HTB3]

- De même le taux global τ_g doit être inférieur à ... [0,08, ou 0,048 en HTB3]

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

FICHE N° 13 :REGLAGE PRIMAIRE DE FREQUENCE	
<i>Essais réels</i>	
<i>Dossier final</i>	
Objectifs En cas de déséquilibre entre puissance produite et consommée sur le réseau (aléas, montée de charge,...), tout producteur participant au réglage fréquence -puissance doit adapter la puissance produite par le groupe dans un laps de temps suffisamment court et dans les proportions voulues. La loi statique du réglage primaire est du type $P = P_{c0} - K \cdot (f - f_0)$ avec : <i>P [MW]</i> = <i>Puissance réelle fournie par le groupe j en mode quasi statique</i> <i>P_{c0} [MW]</i> = <i>Puissance de consigne du groupe à la fréquence de référence</i> <i>f [Hz]</i> = <i>fréquence</i> <i>f₀ [Hz]</i> = <i>fréquence de référence (50 Hz)</i> <i>K [MW/Hz]</i> = <i>« Energie réglante » du groupe</i> La réponse d'un groupe à ce type de perturbations dépend : - de la réserve primaire disponible à cet instant - de la réponse temporelle du régulateur de vitesse - de la réponse temporelle du process hydraulique ou thermodynamique fournissant la puissance mécanique. Les objectifs du test sont doubles : - S'assurer que le groupe est capable de fournir sa puissance active maximale P_{max} - Vérifier que le groupe restitue rapidement la totalité de sa réserve primaire avec le statisme contractuel.	

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

Description

Le groupe étant couplé au réseau, les essais suivants seront réalisés :

- **Essai 1 :** Groupe à sa puissance maximale P_{max} (en fonction des conditions extérieures) à laquelle on soustrait la réserve primaire RP (a minima 2,5% P_{max}) : Injection artificielle d'un échelon de fréquence de - 200 mHz pendant 15 minutes au niveau du régulateur de vitesse.

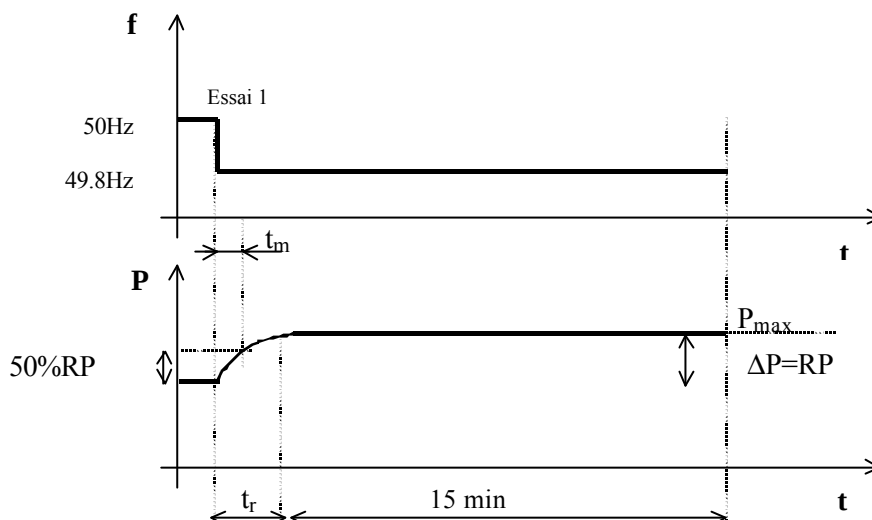


Figure 1

t_m : temps au bout duquel la réponse en puissance atteint 50% de la réserve primaire.

t_r : temps au bout duquel la réponse en puissance atteint 95% de la réserve primaire.

- **Essai 2 :** Groupe à sa puissance maximale P_{max} : Injection artificielle d'un échelon de fréquence de + 200 mHz au niveau du régulateur de vitesse.

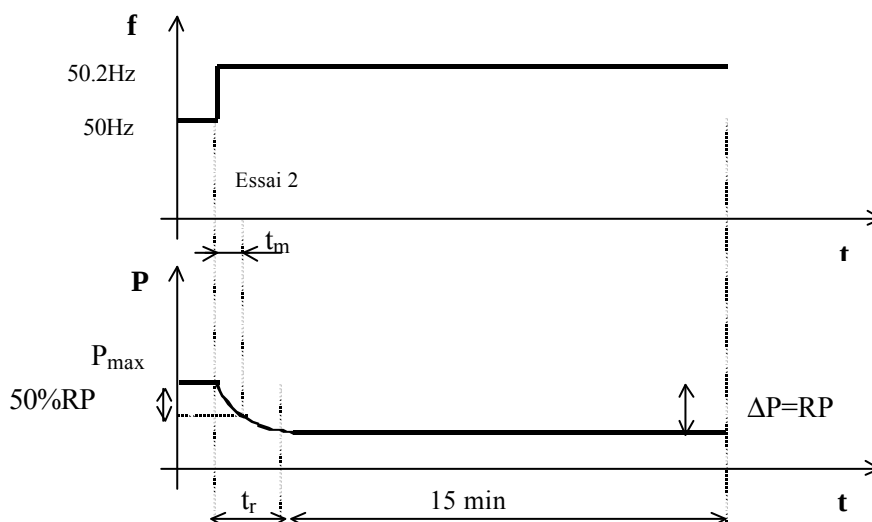


Figure 2

- **Essai 3 :** idem essai 1 avec un échelon de - 50mHz
- **Essai 4 :** idem essai 1 avec un échelon de - 15mHz
- **Essai 5 :** idem essai 2 avec un échelon de + 50mHz
- **Essai 6 :** idem essai 2 avec un échelon de + 15mHz
- **Essai 7 :** Groupe à sa puissance minimale P_{min} : Injection artificielle d'un échelon de fréquence de - 50mHz pendant 15 minutes au niveau du régulateur de vitesse.

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

Conditions particulières

- Les tests sont à réaliser pour chaque groupe participant au réglage primaire de fréquence.
- Les tests doivent être programmés et réalisés en liaison avec le gestionnaire du réseau de transport.
- Le groupe ne participe pas aux réglages primaire et secondaire de fréquence au moment des essais (régulateur de vitesse en boucle ouverte).

Données d'entrée (RTE ® Producteur)

Statisme du groupe.

Résultats (Producteur ® RTE)

Pour chacun des essais, enregistrements des signaux temporels de la figure 1 :

- Consigne injectée artificiellement dans le régulateur de vitesse
- Puissance active fournie par le groupe

et indication sur les enregistrements, des valeurs suivantes :

- t_m ,
- t_r ,
- ΔP

Ces enregistrements doivent inclure les phases de régime permanent précédent et suivant l'événement (au minimum 10 secondes avant et 60 secondes après). Ils doivent se présenter sous la forme suivante :

- Format papier et informatique des enregistrements (fichiers Excel par exemple).
- Graphes avec légende (grandeur mesurée et unités).
- Echelles des courbes adaptées aux amplitudes mesurées.

De plus on calculera pour chacun des essais :

le statisme ∂ du régulateur à partir de la valeur de ΔP mesurée dans l'essai 2 et de la formule suivante :

$$\partial = \frac{P_{\max}}{f_0} \cdot \frac{f_0 - f}{P - P_{c0}}$$

Critères de conformité

Pour chacun des essais, les enregistrements doivent prouver visuellement le respect des points suivants :

- Forme d'onde non oscillante.
- Temps t_r inférieur à 30 s.
- Temps t_m inférieur à 15 s.
- Variation $\Delta P = RP$
- Statisme ∂ mesuré = statisme contractualisé à +/-5% près.

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

FICHE N° 14 :REGLAGE SECONDAIRE DE FREQUENCE	
<i>Essais réels</i> <i>Dossier final</i>	
Objectifs Dans le cadre du réglage fréquence -puissance, la participation du groupe au réglage secondaire suit une loi du type : $P = P_{c0} + N \cdot pr - K \cdot (f - f_0)$ - le terme $K \cdot (f - f_0)$ est relatif à la participation au réglage primaire - le terme $N \cdot pr$ est relatif à la participation au réglage secondaire, N étant le niveau de télé réglage, pr étant la demi-bande de réglage secondaire en réserve. La réponse en puissance du groupe à une modification du niveau N, doit être conforme aux engagements du producteur, en termes de quantité et de rapidité. Le test vise justement à vérifier cette réponse en puissance.	

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

Description

Le groupe étant couplé au réseau, les essais suivants seront réalisés sous deux points de fonctionnements extrémales ($P_{\max}$ et $P_{\min}$) afin de vérifier la conservation de la dynamique de puissance.

- **Essai 1 :** Groupe à sa puissance maximale $P_{\max}$ (en fonction des conditions extérieures) à laquelle on soustrait la bande de réserve secondaire $2 \cdot p_r$: Injection artificielle d'une rampe de -1 à +1 du niveau N (voir figure 1) en 800 secondes au niveau de la platine de télé réglage et maintient à +1 pendant 15 minutes.
- **Essai 2 :** Groupe à sa puissance maximale $P_{\max}$: Injection artificielle d'une rampe de +1 à -1 du niveau N (voir figure 1) en 800 secondes et maintient à -1 pendant 15 minutes.
- **Essai 3 :** Groupe à sa puissance minimale $P_{\min}$: Injection artificielle d'une rampe de -1 à +1 du niveau N (voir figure 1) en 800 secondes et maintient à +1 pendant 15 minutes.
- **Essai 4 :** Groupe à sa puissance minimale $P_{\min}$ à laquelle on ajoute la bande de réserve secondaire $2 \cdot p_r$: Injection artificielle d'une rampe de +1 à -1 du niveau N (voir figure 1) en 800 secondes et maintient à -1 pendant 15 minutes.
- Les essais précédents doivent aussi être réalisés aussi avec une variation de niveau en 133s au lieu de 800s.

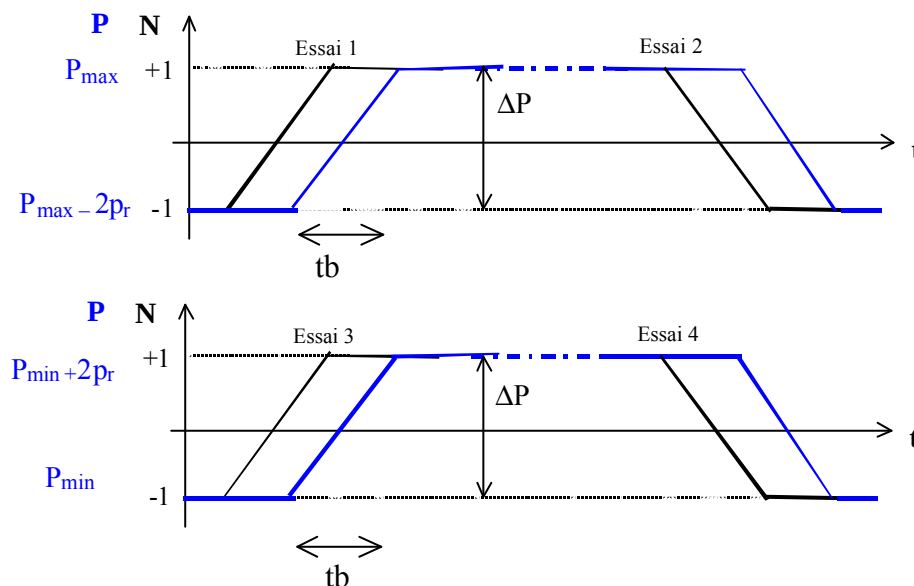


Figure 1

t_b : temps de réponse au bout duquel la bande de réserve secondaire est libérée.

Conditions particulières

- Les tests sont à réaliser pour chaque groupe participant au réglage secondaire de fréquence.
- Les tests doivent être programmés et réalisés en liaison avec le gestionnaire du réseau.
- Le groupe ne participe pas aux réglages primaire et secondaire de fréquence au moment des essais (régulateur de vitesse en boucle ouverte $\Delta f=0$).

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

Données d'entrée (RTE ® Producteur)

Demi-bande de réserve secondaire p_r .

Résultats (Producteur ® RTE)

Pour chacun des essais, enregistrements des signaux temporels de la figure 1 :

- Signal de niveau injecté artificiellement dans le régulateur de vitesse
- Puissance active fournie par le groupe

et indication sur les enregistrements, des valeurs suivantes :

- t_b
- ΔP

Ces enregistrements doivent inclure les phases de régime permanent précédant et suivant l'événement (au minimum 10 secondes avant et 60 secondes après). Ils doivent se présenter sous la forme suivante :

- Format papier et informatique des enregistrements (fichier Excel par exemple).
- Graphes avec légende (grandeur mesurée et unités).
- Echelles des courbes sur format papier adaptées aux amplitudes mesurées.

Critères de conformité

Pour chacun des essais, les enregistrements doivent prouver visuellement le respect des points suivants :

- Forme d'onde non oscillante analogue à la figure 1.
- e_v (écart entre la puissance active mesurée et la puissance active attendue) inférieur à $30 \cdot 2 / 800 \cdot p_r$ à tout instant pour les variations de pente en 800s.
- Réserve libérée en totalité en moins de 163s après début de variation de niveau pour les essais à pente rapide (133s).
- Variation $\Delta P = 2 \cdot p_r$.
- Réserve libérée aux essais 1 et 3 maintenue pendant 15 minutes.

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

FICHE N° 15 :REGLAGE SECONDAIRE DE FREQUENCE
<i>Essais réels</i> <i>Dossier final</i>
Objectifs Observation du réglage secondaire de fréquence lorsque l'installation est en réglage secondaire de fréquence.
Description L'installation couplée pendant quatre heures. Le fonctionnement global de l'installation de production au réglage secondaire fréquence puissance est contrôlé. Par ailleurs, pendant cette durée les essais suivants seront réalisés : Essai 1 : Passage des groupes de hors RSFP à en RSFP (et réciproquement). Essai 2 : Perte (ou invalidité) du signal N et retour du niveau.
Conditions particulières - Le test doit être programmé et réalisé en liaison avec le gestionnaire du réseau. - Le test est réalisé pour l'ensemble de l'installation. - L'installation participe aux réglages primaire et secondaire de fréquence.
Données d'entrée (RTE ® Producteur) Demi-bande de réserve secondaire pr.
Résultats (Producteur ® RTE) Grâce aux télémesures disponibles au centre de conduite régional de RTE, examen par RTE de la réponse de l'installation lors de l'évolution du niveau de télé réglage N.
Critères de conformité Les enregistrements au centre de conduite régional de RTE doivent être conformes à l'attendu. - TS conforme à l'état de l'installation de production (essais 1 et 2). - Absence de variation de puissance lors de la perte du signal (essai 2)

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

FICHE N° 16 :REGLAGE PRIMAIRE DE TENSION ET CAPACITE EN REACTIF	
<i>Essais réels</i> <i>Dossier final</i>	
Objectifs La participation d'un groupe au réglage primaire de la tension implique : 1. D'un point de vue dynamique, la capacité d'assurer au moins la stabilité en petits mouvements de l'alternateur ; 2. La capacité de fourniture ou d'absorption de puissance réactive au point de livraison dans l'intervalle $[Q_{min}; Q_{max}]$; 3. Le respect de la caractéristique statique de la loi de réglage $U(Q)$ au point de livraison contractualisée avec le gestionnaire du réseau. L'objectif de ce test est de vérifier les trois points précédents.	
Description Les essais 1 et 2 portent sur l'objectif 1. Les essais 3 et 4 portent sur l'objectif 2. L'essai 5 porte sur l'objectif 3. ➤ Essai 1 : Groupe à puissance maximale P_{max} (en fonction des conditions extérieures) et $Q=0$ au point de livraison dans la mesure du possible compte tenu de la configuration du réseau (la tension doit rester dans la plage normale), la caractéristique contractuelle (U,Q) étant tenue au point de livraison : échelon de consigne +2 % du réglage primaire de tension. ➤ Essai 2 : Groupe à puissance maximale P_{max} (en fonction des conditions extérieures) et $Q=0$ au point de livraison dans la mesure du possible compte tenu de la configuration du réseau (la tension doit rester dans la plage normale), la caractéristique contractuelle (U,Q) étant tenue au point de livraison : échelon de consigne -2 % du réglage primaire de tension. ➤ Essai 3 : Groupe à puissance maximale P_{max} et maintien à Q_{min} au point de livraison pendant 30 minutes. Le Q_{min} sera recherché en modifiant la consigne du réglage primaire de tension pour atteindre la limitation d'absorption de réactif dans la limite de la plage normale de tension au point de livraison. ➤ Essai 4 : Groupe à puissance maximale P_{max} et maintien à Q_{max} au point de livraison pendant 30 minutes. Le Q_{max} sera recherché en modifiant la consigne du réglage primaire de tension pour atteindre la limitation de fourniture de réactif dans la limite de la plage normale de tension au point de livraison. <u>Remarque pour les essais 1 et 2 :</u> Les échelons de consigne ne doivent pas entraîner un dépassement de la tension au point de livraison au delà de la plage normale. <u>Remarque pour les essais 3 et 4 :</u> Il est possible que suivant la configuration d'exploitation du réseau du réseau, les valeurs extrêmes Q_{min} et Q_{max} ne puissent être atteintes en conservant la tension au PDL dans sa plage normale.	
Conditions particulières Les tests doivent être programmés et réalisés en liaison avec le gestionnaire du réseau, notamment pour le maintien du groupe en fourniture et en absorption maximales de puissance réactive. Le groupe ne participe pas aux réglages primaire et secondaire de fréquence au moment des essais, ni au réglage secondaire de la tension.	

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

Données d'entrée (RTE ® Producteur)

- Loi de réglage U(Q) au point de livraison.
- Diagramme [U ;Q] contractuel au point de livraison.
- Plage normale de la tension réseau.

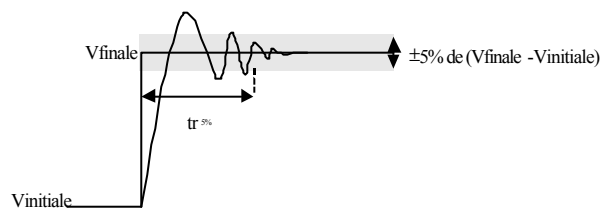
Résultats (Producteur ® RTE)

- Pour chacun des essais, enregistrement des signaux temporels suivants :
 - Tension efficace au nœud régulé.
 - Puissance réactive au nœud régulé.
 - Puissance active au point de livraison.
 - Consigne du réglage primaire de tension injectée.

Ces enregistrements doivent inclure les phases de régime permanent précédent et suivant l'événement (au minimum 10 secondes avant et 60 secondes après). Ils doivent se présenter sous la forme suivante :

- Format papier et informatique des enregistrements (fichier Excel par exemple).
- Graphes avec légende (grandeur mesurée et unités).
- Echelles des courbes sur format papier adaptées aux amplitudes mesurées.

- Pour les essais 1 et 2, calcul des données suivantes :
 - Temps de réponse indicielle t_r à 5% (V correspondant à la grandeur asservie par le réglage primaire de tension) :



- Temps d'amortissement de la puissance active au point de livraison à +/- 1% de sa valeur finale.
- Ecart statique (noté $\epsilon_{\%}$) entre la grandeur asservie et la consigne du réglage de tension :

$$\epsilon_{\%} = 100 \frac{V_{finale} - V_{consigne}}{V_{consigne}}$$

Critères de conformité

- Pour les essais 1 et 2 (échelons de consigne de tension) :
 - L'unité de production ne doit perdre la stabilité pour les essais d'échelon de consigne ;
 - Le temps de réponse t_r doit être inférieur à 10 s ;
 - L'amortissement du régime oscillatoire de la puissance électrique doit être inférieur à 10 s ;
 - L'écart statique doit être inférieur à 0,2 %.
 - La loi de réglage doit être vérifiée en régime établi (avant et après les échelons de consigne).

- Pour les essais 3 et 4 (fourniture et absorption maximales de puissance réactive) :

Le groupe peut fonctionner à Q_{min} et Q_{max} pendant 30 minutes.

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

FICHE N° 17 :REGLAGE SECONDAIRE DE TENSION
<i>Essais réels</i> <i>Dossier final</i>
Objectifs La participation d'un groupe au réglage secondaire de la tension suppose la capacité du groupe à fournir ou à absorber de la puissance réactive dans l'intervalle contractualisé [$Q_{\min}$ – $Q_{\max}$] (butées de la platine de réglage secondaire de tension). Aux bornes de l'alternateur, cette puissance réactive suit la loi : $Q = K(t) \cdot Q_r$ avec K le niveau émis par le dispatching et $Q_r = 1,4 Q_n$ la participation au réglage secondaire de la tension. Elle doit pouvoir être absorbée ou produite avec une vitesse maximale également contractualisée. L'objectif du test est de vérifier que la réponse du groupe à une modification du niveau K est conforme aux engagements du Producteur, en termes de quantité et de rapidité de la variation de puissance réactive.

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

Description

Les essais sont réalisés avec le groupe à puissance maximale P_{max} (en fonction des conditions extérieures).

- **Essai 1** : Groupe initialement à puissance réactive nulle, injection artificielle au niveau de la platine de télé réglage du groupe d'un échelon positif de niveau de 0 à 0,04.
- **Essai 2** (à minima 5 minutes après l'essai précédent) : Injection artificielle au niveau de la platine de télé réglage du groupe d'une rampe positive de niveau correspondant à la pente de 12% de Q_n par minute (soit une variation de niveau de 12%/1,4 par minute) jusqu'à atteinte des limites du diagramme de fonctionnement normal (U, Q) au point de livraison ou des limitations du groupe. Le niveau atteint est noté K_{max} .
- **Essai 3** (à minima 5 minutes après la fin de l'essai précédent) : Mise hors service du RST puis 2 minutes plus tard, remise en service du RST (avec le niveau égal à sa valeur K_{max} avant passage hors service). Dans l'intervalle, le groupe reste en réglage primaire de tension.
- **Essai 4** (à minima 5 minutes après la fin de l'essai précédent) : Injection artificielle au niveau de la platine de télé réglage du groupe d'un échelon négatif de niveau de K_{max} (niveau atteint à l'essai précédent) à 0.
- **Essai 5** (à minima 15 minutes après l'essai précédent) : Groupe initialement à puissance réactive nulle, injection artificielle au niveau de la platine de télé réglage du groupe d'une rampe négative de niveau correspondant à la pente de -12% de Q_n par minute (soit une variation de niveau de -12%/1,4 par minute) jusqu'à atteinte des limites du diagramme de fonctionnement normal (U, Q) au point de livraison ou des limitations du groupe. Le niveau atteint est noté K_{min} .
- **Essai 6** (à minima 5 minutes après la fin de l'essai précédent) : Mise hors service du RST puis 2 minutes plus tard, remise en service du RST (avec le niveau égal à sa valeur K_{min} avant passage hors service). Dans l'intervalle, le groupe reste en réglage primaire de tension.
- **Essai 7** (à minima 5 minutes après la fin de l'essai précédent) : Injection artificielle au niveau de la platine de télé réglage du groupe d'un échelon positif de niveau de K_{min} (niveau atteint à l'essai précédent) à 0.

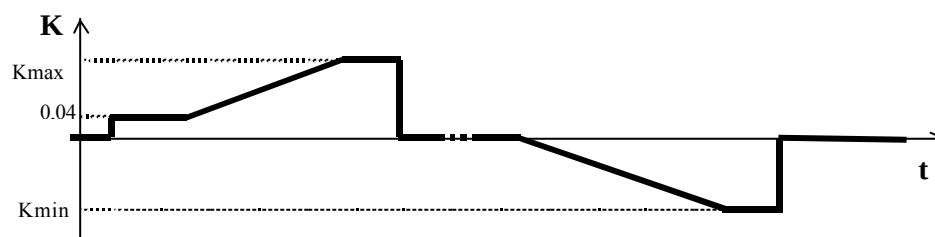


Figure 1

Remarque :

La fonction platine de télé réglage de tension est intégrée dans le contrôle commande de l'installation. Les variations de niveau K et par conséquent de réactif ne doivent pas entraîner un dépassement de la tension au point de livraison au delà de la plage normale. Il est par conséquent possible que selon les conditions d'exploitation du réseau, les valeurs extrêmes Q_{min} et Q_{max} ne puissent pas être atteintes.

Conditions particulières

- Dans le cas d'un transformateur partagé par plusieurs groupes, les essais sont réalisés pour chacun des groupes les autres groupes étant à l'arrêt ainsi que pour tous les groupes démarrés.
- Les essais doivent être programmés et réalisés en liaison avec le gestionnaire du réseau (la puissance de court-circuit apportée par le réseau au moment des essais sera déterminée).
- Les conditions d'exploitation devront permettre des variations suffisantes du niveau K de sorte que la valeur K_{max} (respectivement K_{min}) du niveau corresponde dans la mesure du possible à Q_{max} (respectivement Q_{min}). Les essais 5, 6 et 7 pourront être réalisés séparément des essais 1, 2, 3 et 4 afin de permettre une plus grande variation de niveau K.
- Les groupes ne participent pas aux réglages primaire et secondaire de fréquence.

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

Données d'entrée (RTE ® Producteur)

La vitesse maximale de variation requise ne doit pas être inférieure à 12% de Qn par minute.

Résultats (Producteur ® RTE)

Enregistrements temporels des signaux suivants :

- Consigne K de niveau injectée.
- Tension efficace au point de livraison.
- Puissances active et réactive au point de livraison.
- Puissances active et réactive au stator du groupe.
- Tension stator efficace du groupe.
- Variation de la consigne du régulateur primaire de tension.

et des télésignalisations suivantes :

- TS En / Hors Service du RST.
- TS Arrivée en butée RST.

Ces enregistrements doivent inclure les phases de régime permanent précédent et suivant l'événement (au minimum 10 secondes avant et 60 secondes après). Ils doivent se présenter sous la forme suivante :

- Format papier et informatique des enregistrements (fichier Excel par exemple).
- Graphes avec légende (grandeur mesurée et unités).
- Echelles des courbes sur format papier adaptées aux amplitudes mesurées.

Critères de conformité

- Absence de variation de la tension lors de la mise en ou hors service du RST (essais 3 et 6).
- La sortie des butées éventuellement atteintes doit être instantanée.
- Télésignalisations conformes à l'état de fonctionnement du groupe.
- Vérification de la valeur de Qr à la fin de l'essai 1.

Les signaux de puissance réactive devront respecter :

- les amplitudes $Q_{\min} = -0,35 P_{\max}$; $Q_{\max} = 0,32 P_{\max}$ au point de livraison.
- des pentes (mesurées en sortie alternateur) supérieures à 6% de Qn par minute quelle que soit la Pcc, y compris la Pcc min, et proches de 12% de Qn par minute si l'essai se fait à Pcc max.
- le temps de réponse indicial à 5% (mesuré en sortie alternateur) supérieur à 20 secondes et inférieur à 60 secondes pour l'essai 1, de l'ordre de 30 secondes à Pcc max.

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

FICHE N° 18 :REGLAGE SECONDAIRE DE TENSION
<i>Essais réels</i> <i>Dossier final</i>
Objectifs Observation du réglage secondaire de tension lorsque l'installation est en réglage secondaire de tension.
Description L'installation couplée pendant quatre heures. Le fonctionnement global de l'installation de production au réglage secondaire de tension est contrôlé. Par ailleurs, pendant cette durée les essais suivants seront réalisés : Essai 1 : Passage des groupes de hors RST à en RST (et réciproquement). Essai 2 : Perte (ou invalidité) du signal K et retour du niveau.
Conditions particulières - Le test doit être programmé et réalisé en liaison avec RTE. - Le test est réalisé pour l'ensemble de l'installation. - L'installation participe aux réglages primaires et secondaires de tension.
Données d'entrée (RTE ® Producteur) Vitesse de variation de la puissance réactive
Résultats (Producteur ® RTE) Grâce aux télémesures disponibles au centre de conduite régional de RTE, examen par RTE de la réponse de l'installation lors de l'évolution du niveau de télé réglage K.
Critères de conformité Les enregistrements au centre de conduite régional de RTE doivent être conformes à l'attendu. - TS conforme à l'état de l'installation de production (essais 1 et 2). - Absence de variation de tension lors de la perte de niveau (essai 2)

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

FICHE N° 19 : ILOTAGE
<i>Essais réels</i> <i>Dossier final</i>
Objectifs La fonction d'îlotage est importante notamment dans le cadre de la reconstitution du réseau. Dans ce cas un recouplage du groupe de production, dès que la situation du réseau le permet, accélère la reprise de service. Le but de cet essai est d' évaluer la capacité du groupe de production à réussir son îlotage et à se recoupler rapidement au RPT sur demande de RTE.
Description Ilotage programmé à partir de P_{max} (si possible), puis recouplage après n minutes (n est choisi par le gestionnaire du réseau).
Conditions particulières - Le test doit être programmé et réalisé en liaison avec le gestionnaire du réseau. Le groupe ne participe ni aux réglages primaire et secondaire de la fréquence, ni au réglage secondaire de la tension au moment de l'essai. - Le test est réalisé avec l'installation participant aux réglages primaire et secondaire de fréquence et au réglage secondaire de tension.
Données d'entrée (RTE ® Producteur) Règlement technique définissant les besoins du gestionnaire du réseau.
Résultats (Producteur ® RTE) • Procédure d'essai décrivant les étapes réalisées, les conditions d'essai et les points de mesures. • Enregistrements des signaux temporels suivants : ➤ Puissance active ➤ Puissance réactive ➤ Tension stator ➤ Vitesse ➤ Couple moteur (estimation) Ces enregistrements doivent inclure les phases de régime permanent précédent et suivant l'îlotage (au minimum 10 secondes avant et 60 secondes après). Ils doivent se présenter sous la forme suivante : - Format papier et informatique des enregistre ments (fichier Excel par exemple). - Graphes avec légende (grandeur mesurée et unités). - Echelles des courbes sur format papier adaptées aux amplitudes mesurées.
Critères de conformité Les enregistrements doivent prouver que le groupe a été séparé du r éseau et recouplé postérieurement avec atteinte du régime permanent.

Documentation Technique de Référence
Chapitre 6 – Catalogue de matériels

1 page

Ce chapitre est actuellement en cours de révision.



Référentiel Technique
Chapitre 7 – Gestion et exploitation du réseau
Article 7.1 – Sûreté du système – Règles associées

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

10 [pages](#)

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

Utilisateur concerné : producteur, consommateur, distributeur.

1. RAPPEL DES EXIGENCES REGLEMENTAIRES

- La Loi n°2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, modifiée par la Loi n°2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie, stipule (article 15 -2) que « le gestionnaire du réseau public de transport assure à tout instant l'équilibre des flux d'électricité sur le réseau, ainsi que la sûreté et l'efficacité de ce réseau en tenant compte des contraintes techniques pesant sur celui-ci ».
- Le cahier des charges type du réseau public¹ prévoit que le concessionnaire fixe les règles de sûreté pour l'exploitation du réseau, conformes, le cas échéant avec les règles approuvées par l'Union Européenne ou à défaut aux règles d'exploitation publiées par l'UCTE². Il prévoit également que le concessionnaire détermine les marges d'exploitation qui lui sont nécessaires pour faire face aux aléas de production ou de consommation.

2. ENJEUX POUR LE SYSTEME ELECTRIQUE ET LES UTILISATEURS

La maîtrise de la sûreté du système qui peut se caractériser par la capacité à :

- Assurer un fonctionnement normal du Système
- Limiter le nombre des incidents et éviter les grands incidents
- Limiter les conséquences des grands incidents lorsqu'ils se produisent

repose sur la maîtrise d'un grand nombre d'activités, depuis des activités très en amont de l'exploitation temps réel (activités de conception et développement du système et de ses composants par exemple), jusqu'aux décisions et interventions en temps réel.

La sûreté du Système repose sur la conception et la mise en œuvre de dispositions de nature diverses, adaptées à la dynamique des principaux phénomènes de dégradation [1]

- Les déclenchements en cascade des ouvrages de transport
- Les écroulements de fréquence
- Les écroulements de tension
- Les ruptures de synchronisme des groupes de production

Les interruptions de service, et a fortiori les grands incidents, ont aujourd'hui des impacts considérables sur la vie économique et sur la vie courante. C'est donc un enjeu majeur pour tous, utilisateurs et RTE.

Pour autant une sûreté « absolue » est techniquement et économiquement inaccessible. Il s'agit donc de trouver le bon compromis entre d'une part les coûts (en général « certains ») engagés pour se prémunir des aléas pouvant survenir et d'autre part les conséquences (« potentielles » a priori et qui la plupart du temps le restent) de ces aléas.

¹ En préparation

² ces règles sont rassemblées dans le «UCTE Operation Handbook» consultable sur le site UCTE: www.ucte.org. RTE a signé avec ses partenaires de l'UCTE un « multilateral agreement » qui l'engage à respecter les politiques mises en place.

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

L'approche de RTE, en particulier par rapport aux décisions prises en exploitation, passe (comme globalement celle des autres exploitants de réseaux publics de transport³) par l'analyse de la probabilité des aléas / incidents et l'évaluation de leurs conséquences pour le système et ses utilisateurs, à comparer au coût des actions pouvant être mises en œuvre pour les éviter ou à minima les limiter et au renfort de sûreté apporté par ces actions. Le problème se pose donc en termes probabilistes, même si le pragmatisme et la nécessité de critères de décisions simples à utiliser en exploitation conduisent souvent en pratique à une expression de règles d'exploitation pouvant présenter une formulation de type plutôt « déterministe » : aléas pris en compte ou non et niveaux de conséquences associés acceptés (cf. § 3.2 pour les règles appliquées pour la maîtrise des conséquences de pertes d'ouvrages : groupes de production, lignes, transformateurs, ...)

Les critères de gestion retenus visent à respecter, à la fois en situation normale et suite aux aléas pris en compte :

- La continuité de l'accès au réseau des utilisateurs ou à minima la limitation des coupures ou délestages
- Les plages de fonctionnement normal du système (intensités admissibles dans les ouvrages dans le respect des arrêtés techniques, tension, fréquence, puissance de court-circuit)
- Les limites de stabilité du système (risques de perte de synchronisme, d'écroulement de tension, d'oscillations inter-zones)

Les règles d'exploitation qui définissent les principes à suivre dans les décisions d'exploitation du système sont rassemblées dans un recueil interne à RTE (« référentiel sûreté »). Elles s'appliquent aux différents horizons de la gestion prévisionnelle et pour le temps réel.

Elles sont déclinées de façon plus détaillée et plus opérationnelle, dans les dispatchings régionaux et au dispatching national en particulier sous forme de consignes à disposition des opérateurs du temps réel.

On présentera plus particulièrement dans la suite de ce document les principes des règles d'exploitation en vigueur dans deux domaines fondamentaux :

- La règle dite du n-k traitant de la maîtrise des pertes d'ouvrages (de réseau, de production) en terme de répercussion sur l'exploitation du système (transits, tension, fréquence, ...) et les utilisateurs du réseau, principalement sous l'angle des interruptions de service aux consommateurs des réseaux publics de transport et de distribution (coupures, délestages) ;
- Les règles relatives à la maîtrise des aléas affectant l'équilibre offre -demande.

D'autres domaines font également l'objet de règles d'exploitation sur des domaines plus spécifiques.

3. MAITRISE DES CONSEQUENCES DES PERTES D'OUVRAGES

Les règles utilisées par RTE s'inscrivent en cohérence avec la politique de l'UCTE existante dans ce domaine et les complètent en particulier dans les aspects laissés à l'appréciation des

³ Même si c'est de façon non explicite

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

opérateurs de système électrique (TSO), en s'inscrivant dans la recherche d'une cohérence des risques⁴ acceptés vis-à-vis des événements pouvant affecter le système électrique.

3.1. Politique 3 de l'UCTE : « Operational Security »

La section A de la politique 3 de l'operation handbook UCTE spécifie que chaque TSO doit minima exploiter le réseau dont il a la charge en respectant le critère dit du N -1 : la perte (unique) de n'importe quel élément du système électrique (groupe de production, compensateur, ouvrage de transport, transformateur) ne doit pas compromettre la sécurité d'exploitation du système interconnecté du fait de l'atteinte ou du dépassement de limites d'intensité, de tension, de stabilité, ... et en conséquence conduire à des déclenchements en cascade et des coupures, que ce soit dans sa zone d'activité ou dans les réseaux voisins.

Au delà de la liste des éléments simples « évidents » indiquée précédemment, la politique indique en outre que chaque TSO définit la liste des événements les plus probables (« the most probable contingencies ») qu'il inclut dans ses critères de sûreté (avec quelle conséquence) en particulier vis-à-vis des défauts barres sur lesquels l'unanimité n'est pas complète (tant s'en faut !) chez les opérateurs de réseau en Europe et au delà.

3.2. Règle de gestion vis-à-vis des pertes d'ouvrages (« règle N-k »)

▫ Les principes théoriques de base : l'approche dite iso-risque

Dans l'exploitation du système électrique, on a déjà rappelé qu'il est possible à tout instant que des éléments de réseau ou des groupes de production déclenchent (courts-circuits dus aux coups de foudre, problèmes dans les centrales de production, fonctionnements intempestifs ou inadéquats de protections ou d'automates, défauts sur les ouvrages des utilisateurs du RPT, ...). Certains de ces aléas sont plus « probables » (ou, vu les ordres de grandeur des probabilités en jeu, moins « improbables ») que d'autres ; en règle générale les aléas « multiples » (perte simultanée de plusieurs éléments indépendants) sont beaucoup plus rares que les aléas « simples ».

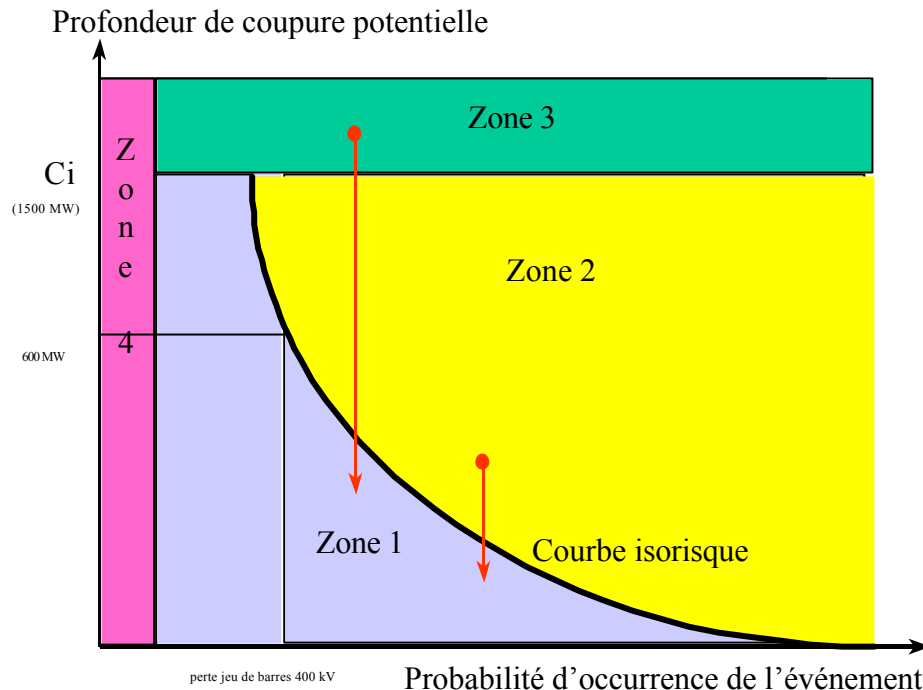
Vis-à-vis de ces différents niveaux d'aléas, le GRT peut tolérer un certain risque (en fonction d'un arbitrage coût - sûreté). Il définit un niveau de risque maximal toléré, évalué par une valeur de référence du produit « probabilité de l'événement x profondeur de coupure » (plus la probabilité d'un événement est forte, plus la coupure admise (en MW) est faible). Cette valeur partage le plan « conséquences - probabilité » en 4 domaines distincts :

- la zone de risque tolérable (zone 1),
- la zone de risque inacceptable (zone 2),
- la zone de conséquences inacceptables (zone 3),
- la zone de risque pour laquelle le GRT accepte de solliciter le plan de défense (zone 4).

Ce qui peut se schématiser de la façon suivante :

⁴ Le « risque » associé à un événement est défini comme le résultat « produit de la probabilité de l'événement par ses conséquences ».

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour



Si les conséquences potentielles d'un aléa sont inacceptables (zone 3) ou si le risque encouru est supérieur au risque maximal toléré (zone 2), le GRT doit ramener la coupure prévisionnelle aux niveaux tolérés ou, si ce n'est pas possible, doit les minimiser, en prévisionnel et en temps réel. Les mesures correspondantes peuvent être coûteuses en terme de mise en œuvre (impositions ou effacements de groupes de production, mise en œuvre de travaux sous tension ou de moyens spéciaux coûteux pour éviter des retraits d'ouvrages lors de travaux, ...).

RTE a, compte tenu en particulier du REX sur les aléas constatés et de leurs conséquences, globalement calé la courbe iso risque sur un niveau de risque de référence correspondant à une probabilité d'aléa de l'ordre de celle d'un défaut barres en 400 kV avec un niveau de conséquence de l'ordre de 600 MW.

▫ La traduction opérationnelle des principes théoriques : la « règle du N-k »

Dans la pratique opérationnelle, les opérateurs ne peuvent pas s'appuyer dans leurs prises de décision sur une « courbe iso -risque » à confronter à chaque fois aux probabilités d'aléas propres à chaque ouvrage et aux conséquences correspondantes. Cette courbe est donc traduite, dans la règle d'exploitation, sur la base de probabilités « moyennes » en une expression standard de listes d'aléas à considérer et des conséquences associées tolérées. On peut schématiquement considérer les niveaux suivants :

N-1 : les aléas « simples » : liaisons, transformateurs ou autotransformateurs, groupes de production, tronçon de jeu de barres pour lesquels les conséquences acceptées sont nulles ou très faibles

N-2 : les aléas considérés concernent deux éléments simultanément (ou dans un temps très court) ; seuls ceux ayant une probabilité encore « significative » et/ou des niveaux de conséquences majeures sans dispositions préventives sont analysés et des niveaux de conséquences acceptés définis ;

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

N-k ($k > 2$) : les aléas correspondants concerneraient trois éléments ou plus de façon simultanée, ou dans un temps très court ; les probabilités (sauf cas particuliers de modes communs) sont infimes. Il n'est pas prévu d'analyses de ces aléas et d'actions préventives. Pour ces types d'aléas « hors dimensionnement », on accepte d'avoir recours, s'ils surviennent, à des actions de type plan de défense.

On trouvera en annexe, une « liste » des principaux aléas décrits dans les règles d'exploitation avec les niveaux maximum de conséquences acceptés.

En complément de cette traduction « déterministe », pour des cas particuliers où la probabilité d'un aléa (par exemple multiple) est identifiée comme « hors norme » (cas d'un mode commun conjoncturel identifié pouvant conduire à la perte de tout un site de production par exemple), dans l'esprit de l'approche iso-risque, des niveaux de conséquences adaptés peuvent être ponctuellement recherchés. Des exceptions aux niveaux de conséquence usuellement admis peuvent aussi, sur la base de dossiers formalisés, être admis sur des critères de coûts des mesures préventives à mettre en œuvre.

4. REGLES MAITRISE DE L'EQUILIBRE OFFRE DEMANDE

RTE se conforme a minima aux éléments de la politique UCTE dans ce domaine (valeurs minimales de réserves, structure et dynamiques attendues des réglages, ...), et les complètent au besoin, en particulier pour les aspects temporels non spécifiés dans la politique UCTE (plus spécifiquement les notions de marges requises à échéances au delà de 15 minutes)

4.1. Politique 1 de l'UCTE : Load-frequency control and performance

La policy 1 de l'operation handbook de l'UCTE spécifie des exigences pour les réglages « primaires », « secondaires » et « tertiaires ».

- Pour le réglage primaire de fréquence : la politique définit l'incident de référence à maîtriser sur le réseau ouest européen (déséquilibre instantané de 3000 MW) et le gabarit attendu de l'écart de fréquence associé, et au niveau de chaque TSO, la part de réserve primaire minimale de chaque TSO (3000MW multipliés par le « poids relatif » du bloc de réglage correspondant dans le réseau interconnecté), l'énergie réglante minimale (MW / Hz) et la dynamique globale du réglage primaire de la zone d'action du TSO. L'UCTE fournit périodiquement la valeur de la part de réserve primaire de chaque TSO responsable d'un bloc de réglage
- Pour le réglage secondaire : au delà de la structure du régulateur et de ses paramètres dynamiques, l'UCTE recommande a minima, pour chaque bloc de réglage, un volume de réserve secondaire pour maîtriser les aléas de consommation donné par une loi de la forme

$$R = \sqrt{a L_{\max} + b^2} - b$$

Avec $a = 10$ MW, $b = 150$ MW, $L_{\max}$: consommation max attendue dans le bloc de réglage ;

- Pour le réglage « tertiaire » la politique UCTE stipule la disponibilité d'une « réserve 15 min » suffisante (en particulier pour reconstituer la réserve secondaire après la perte d'un groupe de production, donc éventuellement le plus gros) ; en outre si la réserve secondaire n'est pas suffisante à elle seule pour faire face à la perte du plus gros groupe du bloc de

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

réglage, une réserve dite « minute » doit être disponible pour compléter la réserve secondaire mise en œuvre de façon automatique par le réglage secondaire.

4.2. Réserves primaires et secondaires

En conformité avec la politique 1 de l'UCTE, RTE constitue (en s'appuyant sur la mise en œuvre du Contrat de Services Système⁵)

- un volume de réserve primaire a minima égal à la contribution fixée par l'UCTE ; une réserve plus importante peut être constituée de façon conjoncturelle si la perte de deux groupes risque d'amputer significativement la réserve primaire disponible.
- un volume de réserve secondaire a minima égal à la valeur spécifiée par l'UCTE vis-à-vis des aléas de consommation ; pour les périodes où les gradients de variations de consommation et/ou d'échanges avec les GRT voisins sont importants une réserve secondaire plus importante, fonction du gradient attendu, est constituée de façon à éviter l'arrivée et le maintien en butée du niveau du réglage secondaire fréquence puissance..

4.3. Marges à échéance

Au delà de la formulation quasi déterministe des exigences de la politique UCTE vis-à-vis de la disponibilité d'une réserve mobilisable en un temps court, il convient de tenir compte des aléas pouvant affecter la production (indisponibilités fortuites totales ou partielles de moyens de production, re-démarrages anticipés de groupes, ...) la consommation (l'impact des aléas climatiques est le plus connu) et les échanges avec les réseaux voisins, à des échéances plus éloignées ; en effet, et tout particulièrement avec la structure du parc de production en France, il faut tenir compte des « constantes de temps » de réaction des moyens utilisables pour assurer l'équilibre futur en prenant assez tôt les décisions nécessaires : temps de démarrage de groupes voire de leur « mémoire » (une décision à t impacte la puissance disponible à $t+h$, durées limitées d'ajustements, ...) pour apprécier les risques à ces échéances.

La notion de « marge à la hausse »⁶ vue d'un instant t_0 pour une échéance $t_0 + d$ correspond à la différence entre

- D'une part, l'offre à l'échéance $t_0 + d$ (production, voire effacement de consommation, annoncée disponible par les producteurs à l'échéance $t_0 + d$ et mobilisable pour cette échéance sans recours à des actions exceptionnelles ou de sauvegarde)
- D'autre part la demande estimée par RTE à l'instant t_0 comme probable à $t_0 + d$

RTE s'appuie sur une approche probabiliste pour estimer les niveaux de marges jugés nécessaires à des échéances telles que la ou les prochaine(s) pointe(s) de consommation : en combinant les caractéristiques probabilistes des aléas de consommation échanges et production, estimés en s'appuyant principalement sur l'analyse des aléas passés, le niveau de sûreté recherché en exploitation est que la marge « vue à l'instant t pour $t+d$ » soit a minima égale à la valeur de déséquilibre n'ayant pas plus de x % de risque de se produire à l'échéance étudiée.

Les valeurs utilisées sont de

$x = 1$ % lorsqu'on étudie la pointe du matin

⁵ Trame type annexée au présent référentiel technique

⁶ Il existe de façon symétrique une notion de marge à la baisse qui permet d'évaluer les souplesses possibles en cas d'aléas conduisant à un surplus de production par rapport à la demande

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

$x = 4 \%$ lorsqu'on étudie la pointe du soir.

A niveau x constant, la marge nécessaire correspondante évolue en fonction de l'horizon temporel considéré : à des échéances rapprochées la marge requise diminue en volume.

Pour des échéances courtes (2 heures typiquement) la valeur de marge jugée nécessaire est moins directement probabiliste et prise de l'ordre de 2300 MW et à des échéances encore plus courtes (15 minutes) la valeur minimale requise est de l'ordre de 1500 MW (taille du plus gros groupe)

5. AUTRES REGLES

Sans citer de façon exhaustive les différentes règles d'exploitation à enjeux forts pour la sûreté intégrées dans le référentiel interne à RTE, on peut citer aussi des règles d'exploitation applicables dans le cadre de la gestion prévisionnelle et du temps réel traitant des domaines suivants.

5.1. Règles liées à la gestion des infrastructures des ouvrages de transport

RTE s'assure que les schémas d'exploitation conduisent à réseau « complet » (hors aléa, mais en tenant compte par exemple des ouvrages retirés pour travaux, des groupes connectés au réseau, ...) et vis-à-vis des aléas retenus dans la règle N-k que

- les transits sont compatibles avec les capacités de transit des ouvrages (cf. § IMAP),
- les tensions se situent à l'intérieur des plages contractuelles et/ou (sur aléa) en deçà des seuils de tension correspondant aux limites admissibles par les matériels ou de risque d'écroulement de tension les domaines de tension,
- les puissances de court-circuit maximales ou minimales admissibles sont respectées

5.2. Stabilité électrodynamique

RTE s'assure, à l'aide d'outils de simulation, que les défauts survenant sur le réseau HTB3 et normalement éliminés (en tenant compte d'une marge de sécurité liée aux dispersions des temps de fonctionnement des systèmes de protections et des disjoncteurs, ainsi qu'aux incertitudes des modèles de simulation utilisés) ne conduisent pas à une perte de synchronisme. Des parades préventives (topologies particulières, fixations de limites vis-à-vis des puissances active et/ou réactive des groupes de production concernés) doivent être recherchées.

6. ELEMENTS ATTENDUS DES UTILISATEURS DU RESEAU PUBLIC DE TRANSPORT

La sûreté du système implique tous les utilisateurs qui sont évidemment demandeurs d'un fonctionnement normal et maîtrisé du système mais qui sont aussi des acteurs ayant un impact sur la maîtrise et le maintien de cette sûreté.

On a vu plus haut que les règles de sûreté sont conçues pour faire face aux aléas les plus probables avec un certain niveau de conséquences. Cette cohérence risque d'être mise à mal si les niveaux de probabilités de dysfonctionnement / aléas sont « hors norme », si des aléas deviennent « quasi certains » ou si des moyens d'action pris en compte pour réagir face aux

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

aléas deviennent inopérants. A titre d'exemple, sans être forcément exhaustif, on peut citer quelques éléments typiques que les utilisateurs du réseau, acteurs impliqués dans la maîtrise de la sûreté du système, doivent porter à la connaissance de RTE.

Dans le domaine de la production, il est donc nécessaire que RTE soit prévenu, en particulier pour les installations raccordées en HTB3 et/ou de puissances importantes des risques pouvant affecter les moyens de production⁷, tout particulièrement si des modes communs conjoncturels sont détectés par le producteur pouvant conduire à la perte simultanée ou rapprochée de plusieurs unités de production.

On peut évoquer également, pour les installations de production, les consommateurs et les distributeurs, les indisponibilités ou dysfonctionnements identifiés de systèmes de protections (une mauvaise élimination de défaut entraînant, outre des temps d'élimination plus longs que les temps normaux la perte simultanée non attendue de plusieurs ouvrages et donc des risques pour la stabilité du système et la maîtrise des transits et des tensions).

Enfin, la non disponibilité de parades prises en compte dans les analyses menées pour juguler les effets des aléas doit être signalée : impossibilité d'un effacement de production ou de consommation dans un délai donné⁸, non disponibilité de systèmes de délestage, ...

Les besoins spécifiques et les modalités d'alerte vers RTE sont à traiter, du point de vue technique, dans les conventions d'exploitation conduites.

- [1] Mémento de la sûreté du système électrique
RTE – Edition 2004
Consultable sur le site RTE⁹

⁷ l'article 27 de l'arrêté raccordement évoque d'ailleurs l'information du GRT sur les « indisponibilités susceptibles d'affecter la production, les services auxiliaires ou le programme de marche dans les heures à venir

⁸ contractualisé dans la convention de raccordement ou dans un contrat particulier: on s'intéresse ici à la performance d'un point de vue technique et impact sur la sûreté

⁹ www.rte-france.com

ANNEXE

Principaux couples [aléas , conséquences max acceptées] de la règle d'exploitation dite N -k

Événements à prendre en compte	Coupure acceptable	Délestage clients ⁽⁴⁾	Profondeur maximale de coupure ou de délestage
Perte d'un groupe	NON	NON	0
Perte d'une ligne 400 kV ou d'un AT 400/225 kV	NON	NON	0
Perte d'une ligne de niveau de tension 225 à 45 kV	NON ⁽¹⁾ / OUI	OUI	100 MW
Perte d'un transformateur à primaire 400 ou 225 kV alimentant un réseau 225 à 45 kV	NON ⁽¹⁾ / OUI	OUI	100 MW
Perte d'un tronçon de barres	OUI	OUI	600 MW en 400 et 225 kV 200 MW de 150 à 45 kV
Perte simultanée de 2 groupes 400 ou 225 kV due à un mode commun	NON	OUI	600 MW (délestage)
Perte simultanée de 2 groupes 400 ou 225 kV avec $\Delta t < 8$ h ⁽²⁾	OUI	OUI	600 MW
Perte simultanée de 2 groupes 400 ou 225 kV avec $\Delta t > 8$ h ⁽²⁾	NON	NON	0
Perte d'une ligne double 400 kV ⁽³⁾	NON	OUI	1 500 MW (délestage)

(1) Coupure inacceptable à structure garantie et à réseau complet

(2) Δt = délai séparant les déclenchements successifs des 2 groupes

(3) lignes doubles sélectionnées du fait que la probabilité de perte simultanée est « plus importante » (par exemple à certaines périodes de l'année correspondant aux périodes avec orages) ou pouvant conduire à un incident de grande ampleur

(4) pas de coupure de consommation prioritaire



Référentiel Technique
Chapitre 7 – Gestion et exploitation du réseau
Article 7-2 Travaux sur le réseau

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

11 [pages](#)

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

1. RAPPEL DES EXIGENCES

1.1 Exigences réglementaires applicables

Le Projet de Cahier des Charges de la concession à RTE du RPT et, d'ici sa parution le cahier des Charges de la concession à EDF du Réseau d'Alimentation Générale en énergie électrique¹, stipulent les principes suivants (articles 4 et 18 du cahier des charges du RPT en projet)

- le gestionnaire du réseau de transport assure les travaux de maintenance et de renouvellement des ouvrages concédés nécessaires au bon fonctionnement du RPT.
- le GRT peut suspendre l'accès au RPT pour permettre la maintenance, le renouvellement, le développement et la réparation des ouvrages de ce réseau². Le GRT doit cependant s'efforcer de réduire la durée des interruptions et de les placer aux périodes susceptibles d'occasionner le moins de gêne pour les utilisateurs (producteurs et consommateurs) et les gestionnaires des réseaux de distribution. Il doit également prendre à l'égard des utilisateurs des engagements quantitatifs concernant ces interruptions programmées. La date, l'heure et la durée des coupures font l'objet d'une coordination entre le GRT concessionnaire et les utilisateurs et gestionnaires de réseaux de distribution concernés. Si les souhaits exprimés par ces derniers entraînent un surcoût pour le GRT, celui-ci le leur facture à condition de leur avoir notifié le surcoût avant le commencement des travaux.

Par ailleurs, plusieurs textes fixent des conditions visant à assurer la sécurité des intervenants lors des travaux ;

- NFC 18 5100 : Publication UTE C 18-510 "Prévention du risque électrique" approuvée par arrêté conjoint du ministère du Travail et du Ministère de l'Industrie en date du 17 janvier 1989
- Les Conditions d'Exécution du Travail (CET) relatives aux travaux sous tension :
 - o "Travail Sous Tension HTB - Conditions d'Exécution du Travail Postes - Lignes - Nettoyage - Hélicoptère" approuvé par le Comité des Travaux Sous Tension,
 - o "Travail Sous Tension - BT - Conditions d'Exécution du Travail" approuvé par le Comité des Travaux Sous Tension.
- Décret no 92-158 du 20 février 1992 complétant le code du travail (deuxième partie: Décrets en Conseil d'Etat) et fixant les prescriptions particulières d'hygiène et de sécurité applicables aux travaux effectués dans un établissement par une entreprise extérieure.
- Décret n°94-1159 du 26 décembre 1994 relatif à l'intégration de la sécurité et à l'organisation de la coordination en matière de sécurité et de protection de la santé lors des opérations de bâtiment ou de génie civil et modifiant le code du travail.

¹ Article 11 du cahier des charges de la concession à Electricité de France du RAG, annexé à l'avenant du 10 avril 1995 à la convention du 27 novembre 1958

² sauf dans le cas d'un gestionnaire de réseau public de distribution qui ne pourrait par des mesures d'exploitation transitoires assurer l'alimentation de l'ensemble des utilisateurs raccordés au dit réseau.

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

2. ENJEUX POUR LE SYSTEME ET LES UTILISATEURS

La réalisation des travaux liés au développement des réseaux et ceux liés à la maintenance (curative et préventive) est indispensable pour assurer le maintien de l'adéquation du réseau aux besoins, le maintien des performances et de la fiabilité des ouvrages (équipements HT, protections, contrôle commande, ...). Les enjeux correspondants portent sur la sûreté du système, la continuité de l'accès des utilisateurs au réseau et la qualité de l'électricité délivrée aux consommateurs et aux réseaux de distribution.

La réalisation des travaux sur les ouvrages du RPT implique en général une indisponibilité de ces ouvrages (voire d'ouvrages avoisinants), ou a minima des restrictions dans l'exploitation du système (cas par exemple des interventions sous tension). Des échanges d'informations amont et une recherche de coordination dans la planification du placement et de la durée des travaux, prenant en compte la gêne apportée aux utilisateurs (fonction par exemple de la période retenue pour les travaux par rapport à l'activité de l'utilisateur, de la durée d'une interruption d'accès au réseau, ...) et les surcoûts éventuels d'aménagements de chantiers (mises en œuvre de mesures coûteuses pour réduire la durée des travaux, éviter des mises hors tension par mise en place de travaux sous tension, travaux réalisés hors heures ouvrables, ...) permettent dans la majorité des cas de dégager des solutions profitables aux deux parties.

La définition en amont des interventions des rôles et responsabilités lors des travaux (Travaux sous tension, phases de retraits pour consignation ou de retours d'ouvrages après intervention, ...) est impérative pour garantir en particulier la sécurité des intervenants vis-à-vis des risques électriques.

3. PRINCIPES DE FONCTIONNEMENT

3.1 La programmation des travaux : la gestion prévisionnelle des indisponibilités d'ouvrages du RPT

Sauf cas de pannes, avaries, ou incidents exigeant une réparation immédiate ou à très court terme, RTE effectue une planification de ses interventions pour maintenant ces travaux selon des cycles successifs liés aux principales échéances suivantes :

- Pluriannuelles (2 à 5 ans à l'avance), typiquement pour des travaux liés au développement du réseau et à des travaux importants sur le réseau 400 kV,
- Annuelles (1 an à l'avance),
- Mensuelles³ (1 mois à l'avance),
- Hebdomadaires (1 semaine à l'avance).

³ des cycles trimestriels sont parfois mis en œuvre

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

Lors de ces phases de préparation, RTE élabore un planning de placement des travaux envisagés.

L'établissement de ce planning se fait en cherchant à concilier les contraintes liées

- au respect des règles usuelles de sûreté du système malgré les retraits d'ouvrages correspondants,
- à la gêne apportée aux utilisateurs du réseau,
- à l'organisation et au coût des chantiers (disponibilités des équipes ou périodes d'intervention possibles liées par exemple à des contraintes d'environnement, phasage des travaux, faisabilité et coûts de mise en place de moyens ou de techniques particulières).

Des itérations sont réalisées avec les utilisateurs impactés en vue de rechercher un placement satisfaisant et les adaptations éventuelles associées de certains paramètres : possibilités de réduction de la durée des travaux, de restitution rapide des ouvrages retirés pour travaux en cas d'aléa, de reports de charge sur des postes sources avoisinants dans le cas de Gestionnaires de réseau de distribution, ...

Des accords, pouvant inclure des aspects financiers (cf. §4), sont conclus si besoin avec les utilisateurs directement impactés.

A chaque cycle une mise à jour des plannings de travaux est effectuée.

Lorsque l'alimentation d'un utilisateur du réseau ou d'un poste source est significativement fragilisée par des travaux en amont de la ligne d'alimentation (en cas d'aléa « simple » induisant la perte d'ouvrages supplémentaires pendant les travaux, l'alimentation de l'utilisateur peut être interrompue ou limitée) une « information préalable », n'impliquant pas une négociation pour recherche d'une autre date, est fournie par RTE pour prévenir l'utilisateur du risque.

3.2 La préparation technique et la réalisation des travaux

La préparation et la réalisation des travaux se font conformément aux chapitres IV et V de l'UTE C18-510.

3.2.1 La préparation technique des travaux

Conformément au chapitre 4.2 de l'UTE C18 -510, l'employeur, ou le chargé d'exploitation, après avoir étudié les différents travaux nécessaires au maintien de l'exploitation et de la sécurité de ses ouvrages, doit prendre les dispositions correspondant aux travaux et les notifier aux intéressés en vue de leur exécution

A RTE, cette notification et l'ordre de travail se font au travers des deux éléments suivants :

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

- une **Note d'Information Préalable (NIP)** sur laquelle le **Chargé de Travaux** est généralement désigné de manière fonctionnelle par l'Employeur délégataire de l'ouvrage concerné,
- la désignation nominative du **Chargé de Travaux**.

La NIP est rédigée par RTE pour les travaux sur les ouvrages du RPT :

- Elle est fournie à tous les intervenants concernés par la réalisation d'un chantier ; elle est la traduction écrite des accords passés entre les intervenants.
- Elle décrit à minima : les ouvrages concernés, la consistance (sommaire) des travaux, les chargés de conduite intéressés, les dates et heures de retrait, début, fin des travaux, retour, délais de restitution (délai minimum de retour de l'ouvrage à la conduite du réseau en cas de situation dégradée, sans que les travaux soient terminés), les intervenants avec leurs rôles et leurs coordonnées, les opérations / manœuvres / condamnations, les éventuelles consignes particulières, schémas, fiche de coordination.
- Elle est signée par l'Employeur délégataire responsable des ouvrages RPT concernés.
- Pour les opérations sur des ouvrages placés sous la responsabilité de plusieurs Employeurs délégataires, si une convention d'exploitation désigne un chargé d'exploitation sur les points frontières, la NIP est signée par l'Employeur délégataire prévu dans cette convention et n'a pas besoin d'être cosignée. Dans le cas contraire ou pour un cas non prévu dans cette convention d'exploitation, la NIP doit être cosignée par les Employeurs délégataires concernés.

Toute NIP remise au **Chargé de Travaux** doit être systématiquement contre -signée par son management dès lors qu'elle n'est pas déjà signée par son propre Employeur délégataire.

3.2.1.1 Cas des travaux sous tension

La préparation des travaux sous-tension se fait dans le respect des **Conditions d'Exécution du Travail (CET)** (cf. Chapitre 5.3.4 UTE C18 -510). La NIP prend le nom de **Note d'Information Préalable pour Travaux Sous Tension (NITST)** pour les équipements ou les installations HTB, ou de **Note d'Information Préalable pour Intervention Basse Tension, (NIPBT)** pour les équipements ou les installations BT.

Pour les travaux HTB, cette préparation est complétée des mesures nécessaires pour mettre en **Régime Spécial d'Exploitation (RSE)** l'ouvrage sur lequel les TST seront effectués. Ce régime comprend l'interdiction de remise sous tension sans accord préalable du chargé de travaux et les dispositions particulières fixées par les CET selon la nature et la tension de l'ouvrage. (Ch 5.6.1.2 UTE C18-510)

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

3.2.1.2 Cas des travaux avec risques interférents

Lorsque plusieurs équipes doivent intervenir simultanément, les risques interférents doivent être gérés au niveau de chaque préparation du travail en s'inspirant des principes généraux de coordination du décret 92-158 du 20/02/1992.

L'application de ce décret impose que le chef d'entreprise utilisatrice, identifié selon les critères qui ressortent de la réglementation, assure la coordination générale des mesures de prévention sur ses propres ouvrages. Il est chargé de mettre en œuvre ou de contribuer notamment à la mise en œuvre des dispositions prévues dans le décret, comme par exemple l'établissement d'un plan de prévention qu'il signera.

3.2.2 La réalisation technique des travaux

La réalisation technique des travaux peut nécessiter un certain nombre de gestes d'exploitation préalables de la part de l'utilisateur du réseau tels que :

- des manœuvres pour assurer la séparation physique de ses installations ou d'une partie d'entre elles, d'avec le réseau au début des travaux, puis pour assurer leur recouplage en fin de travaux,
- le re-réglage de protections,
- la mise hors service de certains automates (par exemple des automates de recouplage automatiques d'une installation de production au retour de la tension, ...),
- le respect d'un certain nombre de « règles » d'exploitation/conduite particulières ou la « suspension » de « règles » habituelles pendant les travaux (par exemple, ne pas réaliser de liaisons HTA ou de reports de charge entre des postes sources d'un réseau public de distribution sans accord du dispatching alors que de tels gestes sont habituellement admis sur ces postes, ...).

La convention d'exploitation et/ou conduite passée entre RTE et l'utilisateur précise ces différents points.

Dès lors que le retrait de la conduite des réseaux est prononcé par le chargé de conduite RTE, la consignation d'un ouvrage ou d'un appareil haute tension est obligatoire pour y effectuer des travaux hors tension.

Cette opération de consignation est effectuée par le chargé de consignation désigné dans la NIP conformément au chapitre 4.1 de l'UTE C18-510.

Le Chargé de Consignation délivre ensuite au Chargé de Travaux pour l'ouvrage consigné l'Attestation de Consignation pour Travaux à l'aide d'un Document d'Accès aux Ouvrages Electriques

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

Ce document est signé par le Chargé de Consignation et par le Chargé de Travaux. La signature du Chargé de Travaux a valeur d'acceptation des différentes dispositions retenues dans le document d'accès.

3.2.3 Cas des travaux sous tension

La mise en œuvre des travaux sous tension est conditionnée à l'application préalable des mesures définies dans le RSE, par le chargé d'exploitation RTE qui délivre au chargé de travaux une **Autorisation de Travail Sous Tension** pour la HTB (ATST) ou une instruction de travail sous tension pour la BT (ITST) . (Ch 5.6.1.1 UTE C18-510)

Par ailleurs le chargé de travaux est tenu d'informer les exécutants avant tout commencement de travaux ou de reprise de travail après interruption de longue durée. (Ch 5.6.1.3 UTE C18-510)

3.2.4 Cas particulier du régime de séparation

Ce régime s'applique conformément au chapitre 4.1.1 de l'UTE C18 -510. L'utilisateur du réseau demande par écrit la séparation du réseau au chargé d'exploitation du RPT l'alimentant.

3.2.5 Situations particulières

Pendant la phase de réalisation des travaux, des événements imprévus (aléas climatiques, avaries sur d'autres ouvrages du RPT ou des installations d'utilisateurs, ...) mettant en péril la sécurité des personnes ou des biens, ou la sûreté du système, peuvent conduire à suspendre ou arrêter des travaux. Les décisions correspondantes sont prises en temps réel en fonction des circonstances.

4. ENGAGEMENTS DE RTE ET DES UTILISATEURS

4.1 Cas des consommateurs raccordés au RPT

Les engagements respectifs de l'utilisateur et de RTE vis-à-vis de la programmation d'une intervention sont décrits dans le contrat CART, selon les grandes lignes suivantes :

- la consultation préalable du Client par RTE avant d'établir le programme annuel. A cette occasion des échanges sont menés sur les prévisions à horizon pluri-annuel,
- la recherche par RTE d'un placement des interventions en s'efforçant de réduire les Coupures au minimum et de les programmer, dans la mesure du possible à des périodes de moindre gêne pour l'utilisateur
- la notification par RTE au client du résultat de la programmation annuelle ; la modification de cette programmation donne lieu à une nouvelle consultation
- la notification par RTE au client, entre 15 jours et un mois avant la date de début d'intervention, des dates, heures et durées d'intervention

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

- en cas de demande, par le client ou RTE, du report d'une intervention programmée, une nouvelle date d'intervention est recherchée dans un délai qui ne peut excéder de plus de 6 mois la date initialement prévue. En outre si cette demande intervient moins de huit jours avant la date notifiée, les frais induits par ce report sont facturés au demandeur du report.

Par ailleurs, RTE s'engage, en standard, sur une durée d'indisponibilité maximale pour chaque point de connexion du site au RPT. Les modalités correspondantes sont décrites plus précisément dans les conditions générales du CART.

En cas de demandes spécifiques de l'utilisateur, nécessitant l'utilisation de modes opératoires particuliers (utilisation de moyens spéciaux, interventions hors heures ouvrées...), RTE étudie la faisabilité et les surcoûts associés qui sont communiqués à l'utilisateur et qui en cas d'acceptation de sa part, sont alors à la charge de l'utilisateur.

4.2 Cas des producteurs

L'objectif d'une minimisation des impacts vis -à-vis du Producteur et la recherche par RTE d'une programmation des interventions sur ses ouvrages permettant le respect des règles de sûreté du système ont conduit à l'élaboration du Contrat relatif à la gestion prévisionnelle de la production et du réseau⁴.

Ce contrat définit les principes d'échanges d'information et de coordination entre le Responsable de Programmation désigné par le Producteur et RTE

- à un horizon pluriannuel pour que RTE puisse établir le Bilan Prévisionnel prévu à l'article 6 de la loi du 10 février 2000 (repris dans la loi de programme n° 2005 du 13 juillet 2005 fixant les orientations de la politique énergétique) et le schéma de développement prévu à l'article 14 de la loi du 10 février, ou alerter les acteurs en cas de difficulté prévisionnelle détectée à réaliser l'équilibre entre les injections et les soutirages sur le RPT.
- à des horizons annuel, mensuel et hebdomadaire pour coordonner les actions de RTE et du producteur afin que celui-ci puisse gérer au mieux les indisponibilités de ses groupes et que RTE puisse planifier au mieux également ses interventions sur le RPT.

Les grandes lignes des principes⁵ de la coordination opérationnelle pour l'établissement des plannings d'indisponibilité sont les suivantes :

- Le responsable de programmation établit un Planning d'Indisponibilités à un horizon de type annuel de ses groupes de production et de leurs auxiliaires ainsi qu'une prévision en volume de ses injections et de ses soutirages. Il transmet ces informations à RTE selon un cycle mensuel et un cycle hebdomadaire.
- Au cycle mensuel RTE valide et complète le planning d'indisponibilités et l'utilise pour planifier les indisponibilités d'ouvrages du RPT. Pour les 3 mois suivants, ce planning

⁴ Pour les groupes de production de moins de 10 MW, ne faisant pas l'objet d'un contrat de gestion prévisionnelle, les dispositions décrites dans le CART sont identiques à celles des consommateurs.

⁵ Pour les modalités précises et le détail des informations échangées voir le contrat

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

devient un planning de référence. Ce planning de référence peut évoluer ensuite au cycle hebdomadaire.

- Les modifications demandées par RTE ou le responsable de programmation au planning de référence (défini au mois M pour les 3 mois M+1 à M+3) sont soumises, pour les groupes de plus de 10 MW, à des modalités de demandes d'accords, détaillées dans le contrat relatif à la gestion prévisionnelle de la production et du réseau, pouvant déboucher, si les modifications demandées entraînent des coûts pour l'autre partie, sur des accords financiers selon des modalités organisationnelles, techniques et financières décrites dans le contrat cadre de traitement des accords en amont du J-1.
- Suite à la réception des données du cycle mensuel, RTE émet éventuellement une « alerte » s'il détecte un équilibre insuffisant entre les volumes prévisionnels d'injection ou de soutirage du responsable de programmation ou des congestions risquant de conduire RTE à exploiter le système électrique en dehors du régime normal d'exploitation. Il invite alors le responsable de programmation à revoir son Planning d'Indisponibilités. Si les Règles de Sécurité sont en cause, le responsable de programmation a obligation de proposer des modifications et un accord est recherché.
- Lorsque le Planning d'Indisponibilités transmis par le responsable de programmation se révèle insuffisant pour permettre à RTE de réaliser les opérations de développement, d'exploitation et d'entretien de son réseau, RTE peut notifier au responsable de programmation, trois mois au plus tard avant leur début, des interruptions de service des liaisons de raccordement au RPT des installations de production, sans qu'il en résulte pour le responsable de programmation aucun droit à indemnité pour autant que ces interruptions soit de durées limitées et respectent des conditions définies. RTE s'engage alors en effet, vis-à-vis des indisponibilités programmées des liaisons d'évacuation des installations de production et des éventuelles liaisons d'alimentation des auxiliaires des installations de production, dans des termes analogues à ceux concernant l'alimentation d'un consommateur.

4.3 Cas des gestionnaires de Réseaux publics de distribution

Les engagements respectifs de RTE et du gestionnaire de réseau de Distribution vis-à-vis de la programmation d'une intervention sur le RPT sont décrits dans le contrat d'accès au réseau. Les grandes lignes suivies sont les suivantes :

- RTE s'efforce de réduire les coupures au minimum⁶ et de les programmer aux dates et heures susceptibles de causer le moins de gêne possible au GRD.
- Dans ce but, des échanges sur les opérations prévues de développement et de maintenance ayant un impact direct sur l'exploitation ou la conduite de l'autre réseau est

⁶ Dans le cas d'un réseau de distribution comportant plusieurs Postes Sources entre lesquels des reports de charge sont possibles, cette possibilité sera utilisée. Si ces reports induisent un dépassement de la puissance souscrite sur un (des) poste(s) source(s), aucune pénalité pour dépassement n'est appliquée.

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

engagée le plus en amont possible entre les deux gestionnaire de réseau, depuis l'horizon pluriannuel (3 ans typiquement), et une concertation est engagée à l'horizon annuel pour établir un programme d'interventions.

- RTE établit et transmet au GRD le programme annuel d'intervention. Les modifications éventuelles de ce planning donnent lieu à une nouvelle concertation.
- RTE et le gestionnaire de réseau de Distribution définissent les modalités de mise en œuvre des interventions. Si les souhaits du GRD pour réduire ou supprimer les impacts d'une intervention sur le RPT induisent des surcoûts pour RTE⁷, celui-ci indique (en les justifiant) au GRD le montant des surcoûts associés et la part de ces surcoûts qui lui sera facturée s'il maintient sa demande. Le GRD formalise son accord éventuel.
- RTE transmet entre 15 jours et un mois avant la date planifiée de début d'une intervention programmée, les heures de début et les heures (et dates si besoin) de fin prévues.
- Si l'un des gestionnaire de réseau (RTE ou GRD) demande à l'autre le report d'une intervention programmée, une nouvelle date est recherchée dans une plage n'excédant pas 6 mois à compter de la date initialement prévue. En outre, si cette demande est faite moins de huit jours avant le début de l'intervention, les frais induits par ce report sont supportés par le gestionnaire demandeur.

⁷ mise en place de moyens spéciaux coûteux, travail hors jours ou heures ouvrés, ...

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

5. REFERENCES AUTRES QUE REGLEMENTAIRES

CART pour les clients consommateurs, les producteurs et les distributeurs (§ 6 Développement, exploitation et entretien des ouvrages)

Contrat relatif à la gestion prévisionnelle de la production et du réseau

Contrat cadre de traitement des accords en amont du J-1

Conventions d'exploitation / conventions de conduite

NFC 18 5100 : Publication UTE C 18-510 "Prévention du risque électrique" approuvée par arrêté conjoint du ministère du Travail et du Ministère de l'Industrie en date du 17 janvier 1989



Référentiel Technique
Chapitre 7 – Etudes et schémas de raccordement
Article 7.3 – Mécanisme de responsable d'équilibre

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

3 [pages](#)

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

1 DESCRIPTION DU MECANISME

Les acteurs du marché qui souhaitent effectuer des transactions commerciales d'achat et de vente d'énergie sur le système électrique français doivent le faire dans le cadre du mécanisme de responsable d'équilibre mis en place dans le cadre de la loi 2000-108 du 10 février 2000.

Ces transactions se traduisent par des injections ou des soutirages d'énergie sur le réseau public de transport (RPT) ou le réseau public de distribution (RPD) :

- ◆ Soutirage ou injection de sites consommateur ou producteur, situés sur le RPT ou le RPD
- ◆ achats et/ou ventes d'énergie sur les bourses de l'électricité, Powernext ou EEX
- ◆ achats et/ou ventes d'énergie à des contreparties
- ◆ exportations et importations d'énergie par les lignes électriques d'interconnexion entre le réseau français et les réseaux voisins
- ◆ vente d'énergie à RTE ou aux GRD pour la compensation des pertes

Le responsable d'équilibre déclare à RTE et aux GRD (Gestionnaires de Réseaux de Distribution) son périmètre d'activités, désigné « périmètre d'équilibre », qui précise les injections et les soutirages pour lesquels il assume vis-à-vis de RTE la responsabilité des écarts.

Les erreurs de prévision et les aléas de consommation ou de production ont pour conséquence un déséquilibre plus ou moins important sur le périmètre d'équilibre d'un responsable d'équilibre.

Globalement, les écarts constatés en temps réel sur les périmètres d'équilibre conduisent à un déséquilibre global sur le système électrique français compensé par RTE qui fait appel au mécanisme d'ajustement.

RTE calcule a posteriori pour chaque responsable d'équilibre, l'écart entre les injections d'une part et les soutirages d'autre part et pour chaque demi-heure. La formule simplifiée de l'écart d'un RE est :

$$\text{Production} + \text{Achats Powernext} + \text{Achats EEX} + \text{Achat à des contreparties} + \text{Importations} \\ - [\text{Consommation} + \text{Ventes Powernext} + \text{Ventes EEX} + \text{Vente à des contreparties} + \text{Exportations}]$$

Les RE s'engagent auprès de RTE à compenser financièrement les écarts lorsqu'ils sont négatifs. Lorsque les écarts sont positifs, c'est RTE qui rémunère les RE.

Le prix des écarts est lié au prix des ajustements et au prix Powernext.

2 MISE EN OEUVRE

Les quantités injectées et soutirées sont établies par RTE pour ce qui concerne l'activité des RE sur le RPT et par les GRD pour l'activité des RE sur le RPD.

La mise en œuvre du mécanisme nécessite des échanges d'informations entre RTE et les GRD qui doivent transmettre à RTE les bilans d'injection et de soutirage pour les RE qui interviennent sur leur réseau.

RTE consolide l'ensemble des données d'injection et de soutirage sur le RPT et le RPD pour calculer l'écart global du RE sur le système électrique français.

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

3 REGLES

Le mécanisme de responsable d'équilibre est décrit dans un ensemble de règles publiques. Ces règles sont discutées dans le cadre du **Comité de gouvernance**, sous-comité spécialisé du CURTE, piloté par RTE et composé de représentants des responsables d'équilibre et des gestionnaires de réseaux de distribution.

Les règles font l'objet d'une approbation par la Commission de Régulation de l'Energie et sont mises à disposition de tous les acteurs sur le site web de RTE.

Les règles spécifiques au mécanisme de responsable d'équilibre font partie du corps des **Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'Equilibre**. Il s'agit :

- des chapitres A et E de la Section 1 des Règles relative à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au Recouvrement des charges d'ajustement,
- de la Section 2 des Règles relative à la Reconstitution des flux et au calcul des Ecartés des Responsables d'Equilibre,
- de la Section 3 des Règles relative au Service d'Echange de Blocs.

Adresse : http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_traders_fournisseurs/services_clients/regle_pop.jsp



Référentiel Technique
Chapitre 7 – Gestion et exploitation du réseau
Article 7.4 – Mécanisme d’ajustement

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

3 [pages](#)

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

1 OBJECTIFS DU MECANISME D'AJUSTEMENT

Dans un réseau interconnecté et synchrone tel que celui de l'Europe occidentale, la fréquence électrique présente deux caractéristiques principales :

- son uniformité : à un instant donné, l'ensemble des alternateurs connectés à un tel réseau, reliés entre eux par le jeu des forces électromagnétiques, fonctionnent à la même vitesse.
- sa quasi-stabilité : la fréquence doit impérativement être stabilisée autour de la valeur de 50 Hz.

Le maintien de la fréquence à une valeur acceptable est obtenu par un équilibrage permanent entre la consommation et la production d'électricité sur le réseau.

L'électricité n'étant pas stockable en grande quantité, ajuster en permanence la production injectée sur le réseau à la consommation soutirée nécessite la constitution de réserves de puissance adaptées aux différents types de déséquilibres. La mobilisation de ces réserves est assurée par trois réglages différents : les réglages primaire, secondaire et tertiaire. Les deux premiers sont destinés à faire face aux déséquilibres de dynamique rapide et limitée. Ces deux types de réglage sont des réglages automatiques dont les temps de réaction sont très courts. Ils sont décrits au chapitre A.2.3.

Le réglage tertiaire est un réglage manuel. Il a pour but de rétablir l'équilibre suite à des perturbations plus lentes et profondes dont les constantes de temps vont de quelques minutes à plusieurs heures.

Au titre de la sûreté de fonctionnement du système et pour assurer l'équilibre offre - demande, RTE assume la responsabilité technique de surveillance, d'appel et de mise en œuvre des réserves de puissance constituées par les acteurs.

Le Mécanisme d'Ajustement et le dispositif de responsable d'équilibre qui lui est associé répondent ainsi à deux enjeux :

1. inciter les acteurs à offrir les réserves opérationnelles nécessaires à l'équilibrage global et à la sûreté du système électrique.
2. renvoyer aux acteurs du marché la responsabilité financière des déséquilibres en temps réel entre leurs injections et leur soutirage d'électricité.

2 CADRE LEGAL ET CONTRACTUEL

La loi du 10 février 2000 a introduit la notion de propositions d'ajustement soumises par des acteurs à RTE. Elle prévoit en outre que les règles de fonctionnement de ce mécanisme sont approuvées par le régulateur français : la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE).

Ces règles sont publiques et mises à disposition de tous sur le site web de RTE : à l'adresse suivante http://www.rte-france.com/htm/fr/offre/offre_marche_regles.jsp

3 PRESENTATION GENERALE

RTE propose un mécanisme d'ajustement sous forme d'un appel d'offres permanent, transparent et organise la rencontre entre les propositions d'ajustement de différents acteurs et les besoins du système.

Pour une journée J, les premières offres sont reçues en J -1 à 16 h. Puis, un système de « guichets » répartis tout au long de la journée permet aux acteurs de déposer de nouvelles offres ou bien de modifier voire de supprimer leurs offres précédemment déposées.

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

RTE utilise les offres reçues en fonction des besoins.

4 LES ACTEURS

La participation au Mécanisme d’Ajustement est ouverte à trois types d’acteurs :

- les producteurs disposant de moyens de production raccordés au réseau électrique français. Depuis la loi du 9 août 2004, les acteurs disposant de moyens de production raccordés au réseau public de transport ont l’obligation de proposer leurs volumes de puissance disponibles sur le Mécanisme d’Ajustement.
- les clients industriels qui ont la possibilité de faire varier leur consommation d’électricité .
- des acteurs étrangers opérant depuis les interconnexions ; cette participation est possible lorsque RTE et le Gestionnaire de Réseau de Transport d’un pays frontalier ont trouvé un accord pour définir les modalités techniques permettant aux acteurs intéressés de participer au Mécanisme d’Ajustement français.



Référentiel Technique
Chapitre 7 – Gestion et exploitation du réseau
Article 7.5 – Accès aux Interconnexions Internationales

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

8 [pages](#)

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

1 PREAMBULE

Les réseaux de transport d'électricité européens sont interconnectés, permettant de faire passer l'énergie d'un pays à un autre. Il est ainsi possible de compenser la défaillance brutale d'un équipement de production ou de transport d'électricité en faisant appel aux producteurs et transporteurs des pays voisins. Ces interconnexions sont donc prioritairement utilisées pour assurer la sûreté de fonctionnement des réseaux de transport d'électricité.

Depuis l'ouverture du marché européen de l'électricité, ces réseaux d'interconnexions permettent également à un fournisseur d'électricité de vendre son énergie à un client situé dans un autre pays de l'union européenne.

Les demandes d'accès et d'utilisation des réseaux se multiplient donc en fonction des opportunités et des prix disponibles sur ce marché. Il en résulte une croissance des échanges transfrontaliers alors même que les contraintes environnementales rendent plus difficile la construction de nouveaux ouvrages de transport.

Etant donnée sa situation géographique au sein du réseau européen, RTE est fortement sollicité par les acteurs du marché pour la mise en place d'exportations ou d'importations entre la France et les pays voisins interconnectés.

Cependant le volume de ces transits est limité par les capacités des interconnexions de chaque réseau de transport national avec celui de ses voisins. Cette situation tend à créer des phénomènes de congestion, conduisant parfois RTE à limiter les transits d'électricité sur certaines interconnexions tandis que le jeu du marché peut conduire à des volumes d'échanges souhaités supérieurs aux capacités de transport disponibles.

C'est pourquoi RTE a développé une méthode de détermination des capacités commerciales à partir des capacités physiques disponibles sur le réseau, ainsi que des règles d'allocation de ces capacités commerciales.

2 REGLES RELATIVES AUX INTERCONNEXIONS (REGLES UCTE)

L'UCTE (Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity) coordonne les activités opérationnelles des Gestionnaires de Réseau de Transport dans 22 pays européens. Leur objectif commun est d'assurer la sécurité d'exploitation du réseau européen interconnecté.

Une coopération étroite des GRTs membres de l'UCTE est nécessaire pour permettre la meilleure utilisation possible des bénéfices offerts par l'interconnexion du réseau européen. Ainsi, l'UCTE a créé et a fait évoluer depuis 1950 un ensemble de règles techniques et organisationnelles et de recommandations, qui constituent une référence commune pour une exploitation efficace du réseau européen.

L'« UCTE Operation Handbook » est le successeur de cet ensemble de règles et recommandations, et intègre les standards et les procédures nécessaires à une exploitation sûre et efficace du réseau interconnecté de l'UCTE.

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

RTE, en tant que Gestionnaire du Réseau de Transport français et membre de l'UCTE, suit ainsi les règles et recommandations émises par l'UCTE, notamment pour le calcul des capacités commerciales d'interconnexion et leur allocation.

Les règles préconisées par l'UCTE et l'« UCTE Operation Handbook » sont disponibles sur le site Internet de l'UCTE (www.ucte.org).

3 REGLES DE PROGRAMMATION

Pour mettre en place une importation ou une exportation, un acteur doit d'abord acquérir de la capacité - étape d'allocation - puis demander sa programmation dans le cadre de la capacité acquise - étape de nomination. Les règles applicables pour la programmation et l'allocation de capacité font l'objet de contrats liant les utilisateurs à RTE et aux GRTs concernés, approuvés par les régulateurs concernés (cf. chapitre « Responsabilités » ci-après), publiés sur les sites internet des GRT concernés.

- Mise en œuvre d'exportations et d'importations périodiques et journalières

Pour pouvoir mettre en œuvre une exportation et/ou une importation depuis ou vers la France, un acteur doit :

- être titulaire des transactions d'exportation et/ou d'importation correspondantes,
- avoir acquis des droits physiques de transport optionnels via les étapes d'allocations de capacités décrites dans les règles.

L'acteur procédera ensuite à la nomination de ces programmes d'échanges dans la limite des droits acquis.

- Mise en œuvre d'exportations et d'importations en infrajournalier

Pour pouvoir mettre en œuvre une exportation ou une importation en infrajournalier depuis ou vers la France, un acteur doit être titulaire d'une transaction infrajournalière.

RTE donne la possibilité aux utilisateurs des interconnexions de mettre en œuvre des importations et des exportations à différentes plages horaires (appelées " guichets ").

A partir du 28 juin 2005, douze guichets sont proposés, aux heures impaires, sur toutes les Interconnexions exceptées les interconnexions France-Espagne et France-Angleterre (IFA).

Six guichets sont proposés sur l'Espagne à cette même date, et cinq guichets sont proposés sur l'Angleterre. Un sixième guichet a été ouvert en septembre 2005 sur l'Angleterre.

Ces dispositifs de programmation sont susceptibles d'évoluer en fonction de l'évolution de la réglementation et des dispositifs d'allocation de capacité. Leur évolution (horaires, modalités, règles) sera tracée sur le site Internet de RTE et dans les Règles d'accès au Réseau Public de Transport Français pour des Importations et des Exportations.

- Garantie des programmes

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

- En cas de réduction de capacité (avant l'envoi par RTE des autorisations à programmer), RTE rembourse aux acteurs 110 % du prix d'achat pour le 1^{er} mois de réduction pour la capacité non -utilisable, et 100 % pour les mois suivants si cette réduction touche plusieurs mois.
- En cas de réduction de programme (après l'envoi par RTE des autorisations à programmer) :
 - s'il existe un accord entre RTE et le GRT voisin concerné : garantie des programmes
 - s'il n'existe pas d'accord entre RTE et le GRT voisin concerné : RTE met en œuvre tous les moyens disponibles pour maintenir les programmes d'échange nominés par les acteurs. Si ces ressources sont insuffisantes, RTE réduit tous les programmes nominés au pro-rata, sans compensation financière.

4 STRUCTURE CONTRACTUELLE - RESPONSABILITES

Les **Règles d'Accès au Réseau Public de Transport Français pour des Importations et des Exportations**, publiées sur le site Internet de RTE (www.rte-france.com), décrivent les conditions dans lesquelles un acteur du marché peut utiliser les interconnexions entre RTE et les GRT voisins, en export ou en import, en journalier ou en infrajournalier.

Des règles spécifiques, également publiées sur le site Internet de RTE, précisent les conditions spécifiques d'allocation de la capacité pour certaines interconnexions (au 1^{er} janvier 2006 : France-Angleterre, France-Allemagne et France-Belgique).

Pour avoir accès aux interconnexions, un acteur du marché doit donc :

- adhérer aux Règles d'accès au Réseau Public de Transport Français pour des Importations et des Exportations en signant un Accord de Participation à ces règles, pour pouvoir faire des nominations à RTE ;
- adhérer aux Règles du mécanisme d'allocation propres à certaines frontières en signant un contrat spécifique ;
- rattacher ses transactions d'exportation et d'importation à un périmètre de Responsable d'Equilibre.

Ces modalités ont été mises en place, soit de manière coordonnée avec les GRT voisins (Angleterre, Belgique et Allemagne au 1^{er} janvier 2006), soit sous la seule responsabilité de RTE lorsque le contexte n'a pas encore permis la mise en place de dispositifs conjoints avec les GRT voisins (Italie, Suisse et Espagne au 1^{er} janvier 2006). Les responsabilités relatives des acteurs et de RTE sont exposées dans les contrats cités ci-dessus, disponibles sur le site Internet de RTE.

Ces dispositifs d'accès sont susceptibles d'évoluer en fonction de l'évolution de la réglementation et des dispositifs d'allocation de capacité. Leur évolution sera tracée sur le site Internet de RTE, dans les Règles d'accès au Réseau Public de Transport Français pour des Importations et des Exportations, et dans les règles spécifiques aux interconnexions concernées.

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

RTE a par ailleurs mis en place une large concertation depuis début 2001. Elle s'inscrit dans le cadre des travaux du CURTE (Comité des Utilisateurs du réseau de Transport d'Electricité).

Le Groupe Interconnexions du CURTE ("CURTE -C") suit le fonctionnement l'accès au Réseau Public de Transport Français pour des importations et exportations, et des Mécanismes spécifiques à chaque Interconnexion ; il permet aux acteurs de s'exprimer sur les règles et de participer à la définition des évolutions.

5 MECANISMES D'ALLOCATION EN VIGUEUR

Les dispositifs d'allocation utilisés par RTE sur ses interconnexions intracommunautaires où il existe des congestions avérées, basés sur des mécanismes de marché, sont conformes au Règlement Européen 1228/2003. Une synthèse au 1^{er} janvier 2006 des mécanismes d'allocation de capacité est présentée ci-dessous :

Pays	Mécanisme d'allocation	Accord avec GRT voisin
Angleterre	Enchères explicites annuelles, semestrielles (été/hiver), trimestrielles, mensuelles, week -end et journalières	avec National Grid
Belgique	Enchères explicites annuelles, mensuelles et journalières	avec ELIA
Allemagne	Enchères explicites annuelles, mensuelles et journalières	avec RWE TSO Strom et EnBW TNG
Italie	Export : Enchères explicites annuelles, mensuelles et journalières sur 50 % de la capacité disponible Import : Pas d'allocation ex -ante. Réduction au prorata des nominations libres en cas de congestion conjoncturelle	Export : capacité partagée avec TERNA
Espagne	Enchères explicites mensuelles et journalières dans le cadre des Règles Import/Export	Avec REE
Suisse	Export : Enchères explicites dans le cadre des Règles Import/Export Import : Pas d'allocation ex -ante. Réduction au prorata des nominations libres en cas de congestion avérée	Pas d'accord spécifique

- Programmation des échanges infrajournaliers :

Lorsque la somme des demandes infrajournalières excède la capacité disponible, RTE accepte les demandes de capacité en les réduisant suivant un algorithme de prorata.

Les détails de ces différents dispositifs sont disponibles sur le site Internet de RTE ou dans les Règles d'accès au Réseau Public de Transport Français pour des Importations et des Exportations.

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

Ces dispositifs sont amenés à évoluer en fonction de l'évolution de la réglementation. Leur évolution sera tracée sur le site Internet de RTE (www.rte-france.com).

6 CAPACITES COMMERCIALES D'ECHANGE

Le volume des échanges transfrontaliers est limité par les capacités des interconnexions du réseau de transport national avec celui de ses voisins.

Les capacités physiques (ou thermiques, exprimées en Ampère) des lignes dépendent uniquement des caractéristiques de l'ouvrage et de la période de l'année (elles sont plus élevées en hiver). Cependant, du fait de la complexité de fonctionnement d'un réseau maillé, la relation entre capacités commerciales et capacités physiques est subtile. En effet, les flux physiques ne dépendent que des "injections" (la production) et des "soutirages" (la consommation) aux différents nœuds du réseau et non des exportations et des importations déclarées par les acteurs du marché.

C'est pourquoi RTE a développé une méthode de détermination des capacités commerciales (indépendante des méthodes d'allocation) à partir des capacités physiques disponibles sur le réseau.

6.1 Méthode de détermination des capacités commerciales d'échange

Préambule

La méthode de détermination des capacités commerciales d'exportation se déroule selon les étapes suivantes :

- Calcul des flux physiques sur tous les ouvrages du réseau,
- Détermination des marges physiques disponibles,
- Transformation des marges physiques en capacités commerciales disponibles,
- Cette méthode est appliquée par RTE à toutes les échéances de temps.

Hypothèses

Un calcul de capacité d'échange se fait en fonction d'un ensemble d'hypothèses données et à une certaine échéance de temps. On trouve parmi les hypothèses les éléments suivants :

- Etat du réseau de transport français,
- Etat du réseau de transport des GRT voisins (modèles simplifiés dans certains cas),
- Prévision de la consommation française (soutirage en MW par nœud du réseau),
- Prévision de la production française (injection en MW par nœud du réseau),
- Echanges déjà connus ou prévisions d'échanges.

RTE maîtrise le processus de prévision de la consommation française et développe la coopération avec ses partenaires pour réduire les incertitudes sur les autres hypothèses.

Calcul des flux physiques sur tous les ouvrages du réseau

En fonction d'hypothèses retenues pour l'étude considérée, RTE procède à un calcul de répartition des flux sur le réseau (ou load flow). A l'issue de ce calcul, on dispose des puissances actives et réactives sur tous les ouvrages (lignes et transformateurs) du réseau.

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

Détermination des marges physiques disponibles

RTE détermine les marges physiques sur les ouvrages du réseau de façon à ce que l'impact d'un incident sur ses clients soit minimal.

A partir de la situation initiale, un certain nombre d'incidents correspondant principalement à des pertes de lignes du réseau sont donc simulés. Les flux physiques après incident sont comparés aux limites physiques admissibles des ouvrages du réseau.

Un ouvrage est dit en contrainte lorsque les limites physiques admissibles (par exemple, les seuils de surcharge) sont dépassées. Les incidents qui doivent être pris en compte et la définition des conséquences acceptables vis-à-vis de la sûreté de fonctionnement du système électrique (en termes de courant dans les lignes, de tenue de tension, de consommation déléguée...) sont précisés dans les règles d'exploitation de RTE.

On détecte ainsi l'existence d'éventuelles contraintes (on parle également de congestions) qui peuvent affecter les ouvrages "intérieurs" du réseau ou les lignes d'interconnexion. On détermine la capacité physique encore disponible, ou marge physique, sur chacun des ouvrages du réseau.

Transformation des marges physiques en capacités commerciales disponibles

Afin de s'assurer que l'impact d'un incident sera nul sur les utilisateurs des interconnexions, RTE calcule les capacités commerciales à partir des marges physiques en utilisant des coefficients appelés coefficients d'influencement.

Le coefficient d'influencement d'un échange, dans une direction donnée, sur un ouvrage 1 après la perte d'un ouvrage 2, est l'impact d'un volume d'échanges supplémentaire sur l'ouvrage 1 après la perte de l'ouvrage 2. Ce coefficient est exprimé en % et en valeur relative. Par exemple, dire qu'un échange de la France vers la Belgique a un influencement de 10% sur un ouvrage 1 après la perte de l'ouvrage 2, signifie que 100 MW d'échanges de la France vers la Belgique augmentent le flux physique de 10 MW sur l'ouvrage 1 après la perte de l'ouvrage 2.

La marge physique sur un ouvrage donné est transformée en capacité commerciale disponible sur chacune des interconnexions : on répartit de façon équitable cette marge sur chaque interconnexion et on tient compte des coefficients d'influencement d'un échange supplémentaire sur l'interconnexion, sur le flux physique de l'ouvrage pour l'incident considéré.

Cette **transformation de marge physique en capacité commerciale** est effectuée pour tous les ouvrages du réseau 400 kV français.

La capacité commerciale disponible sur chaque interconnexion est finalement définie comme étant la valeur minimale des capacités commerciales calculées. Cette capacité commerciale disponible satisfait donc à l'ensemble des contraintes étudiées, c'est l'**ATC (Available Transfer Capacity)** au sens **ETSO**.

Accord avec les gestionnaires de réseau voisins sur la valeur des capacités

La capacité d'échange relative à une interconnexion est évaluée sous sa propre responsabilité par chacun des gestionnaires de réseau concernés des deux côtés de l'interconnexion, compte tenu des caractéristiques techniques de ses ouvrages et des règles d'exploitation en vigueur

Document valide pour la période du 15 juillet 2006 à ce jour

sur son réseau. Le résultat des évaluations sont ensuite comparés et la valeur la plus faible des évaluations est retenue, conformément aux dispositions de l'UCTE, afin de respecter les règles de sécurité de chacun des réseaux concernés.

Fréquence des calculs des capacités commerciales disponibles

Le calcul des capacités commerciales disponibles sur chaque interconnexion est effectué à différentes échéances : annuellement, mensuellement, hebdomadairement, puis en J -2, en J-1 et en infra journalier.

Les hypothèses de calcul s'améliorent plus on se rapproche du jour pour lequel l'étude est effectuée. Les valeurs calculées par RTE sont donc toujours indicatives et peuvent évoluer au cours du temps en fonction des événements affectant les hypothèses de calcul.

Jusqu'en J-2, on détermine la NTC (Net Transfer Capacity) au sens ETSO) pour chaque interconnexion.

En J-1, l'ATC (la capacité commerciale disponible en J -1) est calculée après le dépôt par les acteurs de leurs nominations périodiques.

A partir de 16h00 en J-1, RTE place l'ensemble des données (en particulier les nominations périodiques et journalières) dont il dispose (qui peuvent être différentes des hypothèses retenues en J -2) sur un état de réseau et procède aux calculs de réseau. Dans le cas où il apparaîtrait des congestions, RTE essaye de les résoudre d'abord par un aménagement de la topologie du réseau (donc à prix nul) puis par un aménagement du plan de production en recherchant l'aménagement le moins cher et le plus efficace.

En fin de journée J-1, RTE détermine les capacités commerciales disponibles pour une utilisation en infrajournalier. Pour une interconnexion donnée, la capacité disponible en infrajournalier est définie de la façon suivante :

Capacité infrajournalière = Capacité commerciale J-1 - bilan net des nominations.

Cette capacité infra journalière est réévaluée après chaque guichet infrajournalier, en fonction des nouvelles nominations effectuées par les utilisateurs.

Certaines dispositions (hypothèses, horaires, etc) peuvent évoluer en fonction de l'évolution de la réglementation. Leur évolution sera tracée sur le site Internet de RTE (www.rte-france.com).

Documentation Technique de Référence
Chapitre 8 – Trames types

Article 8.1.1 – Trame type de Proposition Technique et Financière Producteur

Document valide pour la période du 1^{er} juin 2010 à ce jour

34 [pages](#)

PROPOSITION TECHNIQUE ET FINANCIERE N° [..-....-..]
POUR LE RACCORDEMENT DE L'INSTALLATION DE PRODUCTION
DE.....(NOM DU PRODUCTEUR)
AU RÉSEAU PUBLIC DE TRANSPORT D'ELECTRICITE

Auteur de la proposition :

RTE EDF Transport, société anonyme à conseil de surveillance et directoire au capital de 2 132 285 690 euros, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Nanterre sous le numéro 444 619 258, dont le siège social est situé Tour Initiale, 1 terrasse Bellini TSA 41000, 92919 LA DEFENSE CEDEX,

représenté par(Nom du Directeur), en sa qualité de Directeur de l'unité Système Electrique(Nom de l'USE), dûment habilité à cet effet,

ci-après désigné par « RTE ».

Bénéficiaire :

.....(Raison sociale du Producteur), ...(Indiquer la forme juridique : société anonyme, société à responsabilité limitée...), dont le siège social est à(Adresse), immatriculé(e) sous le N° au Registre du Commerce et des Sociétés(Nom du lieu d'immatriculation),

ci-après désigné(e) par « Producteur ».

(Les textes écrits en italique, entre parenthèses et surlignés en jaune devront être supprimés dans la version définitive.)

Les textes encadrés devront être maintenus si le cas se présente.

SOMMAIRE

CHAPITRE 1 GENERALITES.....	5
ARTICLE 1-1 DEFINITIONS	5
ARTICLE 1-2 OBJET.....	6
ARTICLE 1-3 CADRE CONTRACTUEL DU RACCORDEMENT.....	6
1-3-1 Les différentes étapes du processus de raccordement après l'acceptation de la PTF par le Producteur.....	6
1-3-2 La Convention d'Engagement de Performances.....	7
1-3-3 La Convention de Raccordement	7
1-3-4 La Convention d'Exploitation et le CART.....	8
CHAPITRE 2 DISPOSITIONS TECHNIQUES.....	9
ARTICLE 2-1 CARACTERISTIQUES DES OUVRAGES DE RACCORDEMENT	9
2-1-1 Tension de raccordement.....	9
2-1-2 Limites de propriété	9
2-1-3 Point de livraison.....	10
ARTICLE 2-2 CARACTERISTIQUES DE L'INSTALLATION	10
2-2-1 Exigences de RTE	11
2-2-2 Modifications du projet d'Installation	11
2-2-3 Tenue à l'intensité de courant de court-circuit.....	11
ARTICLE 2-3 COMPTAGE.....	11
ARTICLE 2-4 REALISATION DES OUVRAGES	12
2-4-1 Réalisation des ouvrages de raccordement du RPT.....	12
2-4-2 Délai de réalisation des ouvrages de raccordement du RPT.....	12
2-4-3 Réserve sur le délai de réalisation	12
2-4-4 Réalisation de l'Installation.....	13
CHAPITRE 3 DISPOSITIONS FINANCIERES.....	14
ARTICLE 3-1 FINANCEMENT DES OUVRAGES DE RACCORDEMENT	14
3-1-1 Principes.....	14
3-1-2 Frais d'études	14
3-1-3 Frais généraux.....	14
3-1-4 Eléments de référence du raccordement :.....	15
3-1-5 Estimation de la participation financière du Producteur	15
3-1-6 Modalités de paiement	16
3-1-7 Réserves sur le montant de la PTF	16
ARTICLE 3-2 CAPACITE LIMITEE DU RPT.....	17
CHAPITRE 4 AUTRES DISPOSITIONS	20
ARTICLE 4-1 DUREE DE VALIDITE DE LA PTF	20
ARTICLE 4-2 DISPOSITIONS PARTICULIERES « FILE D'ATTENTE »	20
4-2-1 Entrée en File d'attente.....	21
4-2-2 Maintien en File d'attente.....	21
4-2-3 Sortie de la File d'attente.....	21
ARTICLE 4-3 RETRACTATION.....	22
ARTICLE 4-4 CESSIION.....	22
ARTICLE 4-5 ASSURANCES	22
ARTICLE 4-6 CONFIDENTIALITE.....	23
4-6-1 Nature des informations confidentielles.....	23
4-6-2 Contenu de l'obligation de confidentialité.....	23
4-6-3 Durée de l'obligation de confidentialité	24
ARTICLE 4-7 CONTESTATIONS	24
ARTICLE 4-8 PIECES ANNEXEES	25

PREAMBULE

(Rappel succinct de l'historique de l'affaire (par exemple si une étude exploratoire et/ou approfondie a été réalisée...) et mention, de manière générale, de tout élément du contexte ayant influé sur la proposition de raccordement ou d'évolution du raccordement

A titre d'exemple :

.....(Nom du Producteur) a décidé de construire sur le territoire de la commune de, dans le département de, une installation de production d'électricité dont les caractéristiques sont précisées en annexe 1. De l'énergie électrique devant être injectée ou soutirée sur le Réseau Public de Transport (RPT), ...(Nom du Producteur) a demandé le (date de réception du dossier complet de demande de raccordement) un raccordement de son installation au RPT.

Référence aux courriers échangés (demande de raccordement...)

Présentation des caractéristiques particulières de la demande : courbe de charge irrégulière, process perturbateur, perspectives d'évolution de ses besoins ...)

Préciser si la producteur est entré en FA avec une PEFA.

CHAPITRE 1 GENERALITES

Article 1-1 DEFINITIONS

Les mots ou groupes de mots utilisés dans la présente Proposition Technique et Financière et dont la première lettre est en majuscule ont la signification qui leur est donnée dans la réglementation, ou à défaut dans la Documentation Technique de Référence¹, ou à défaut ci-dessous :

APE (approbation du projet d'exécution) :

L'approbation du projet d'exécution, régie par l'article 50 du décret du 29 juillet 1927, vise à assurer le respect de la réglementation technique (arrêté interministériel du 17 mai 2001 fixant les conditions techniques d'établissement des réseaux électriques), et notamment des règles de sécurité. La DRIRE procède à l'instruction du dossier. Le projet d'exécution est approuvé par arrêté préfectoral.

CART :

Contrat entre RTE et le Producteur relatif à l'accès au RPT.

Convention d'Engagement de Performances :

Convention entre RTE et le Producteur ayant pour objet de déterminer les conditions techniques, juridiques et financières relatives aux performances de l'Installation.

Convention d'Exploitation et de Conduite en Période d'Essais :

Convention entre RTE et le Producteur qui précise les relations d'exploitation et de conduite entre les Parties pendant la période d'essais de l'Installation. Etablie avant la Mise en Service du Raccordement, cette convention devient caduque à la signature de la Convention d'Exploitation et de Conduite.

Documentation Technique de Référence (DTR) :

La Documentation technique de référence précise les modalités pratiques d'exploitation et d'utilisation du réseau, en conformité avec les dispositions législatives et réglementaires ainsi qu'avec les décisions de la Commission de régulation de l'énergie, notamment en matière de raccordement, d'accès au réseau et de gestion de l'équilibre des flux. La version applicable à la présente PTF est celle en vigueur à la date d'envoi de la PTF.

Mise à Disposition des Ouvrages de Raccordement

Les ouvrages constituant le raccordement sont construits mais la liaison de raccordement n'est pas connectée à l'Installation. La Mise à Disposition des Ouvrages de Raccordement peut être échelonnée dans le temps, en particulier si des adaptations d'ouvrages existants sont nécessaires.

Mise en Service du Raccordement

¹ La Documentation Technique de Référence est publiée sur le site Internet de RTE (<http://www.rte-france.com/htm/fr/mediatheque/offre.jsp>). La version de référence est celle publiée en date du ...

Les ouvrages constituant le raccordement sont raccordés aux points d'extrémité de l'Installation et la tension est renvoyée du RPT jusqu'aux bornes du sectionneur en limite de propriété de l'Installation.

Mise en Service Industriel de l'Installation

Une Installation est mise en service industriel quand toutes les autorisations ont été obtenues, que tous les contrôles ont été réalisés et sont déclarés conformes par RTE, et que la Convention d'Exploitation et de Conduite est signée par les deux parties.

Périmètre de contribution :

Il comprend l'ensemble des ouvrages de réseau sur lesquels, si une contrainte apparaît du fait du raccordement, le traitement de cette dernière est susceptible d'être à la charge de l'utilisateur (limitations de production ou adaptation du réseau existant).

Pour chaque projet il est décrit explicitement en annexe 4.

Article 1-2 OBJET

La présente PTF a pour objet de préciser, au vu des éléments fournis par le Producteur et suite à une étude de faisabilité du raccordement menée par RTE, les conditions générales techniques et financières du raccordement de l'Installation au RPT.

Le Producteur et RTE s'engagent à respecter jusqu'à la Mise en Service Industriel de l'Installation les dispositions de la Procédure de traitement des demandes de raccordement des installations de production en vigueur à la date d'envoi de la PTF par RTE.

Article 1-3 CADRE CONTRACTUEL DU RACCORDEMENT

1-3-1 Les différentes étapes du processus de raccordement après l'acceptation de la PTF par le Producteur

1. RTE réalise une étude détaillée du raccordement, engage la concertation et les procédures administratives en vue de la réalisation des ouvrages de raccordement.
2. Dans les 3 mois suivants l'acceptation de la PTF, RTE transmet au Producteur une Convention d'Engagement de Performances et l'ensemble des cahiers des charges définissant ses exigences techniques.
3. Le dépôt de la demande d'APE par RTE est subordonné à la signature par le Producteur de cette Convention d'Engagement de Performances.
4. Dès que RTE est en mesure d'établir la consistance et le montant ferme et définitif du raccordement, RTE transmet une Convention de Raccordement au Producteur.
5. Après réception de cette Convention de Raccordement signée par le Producteur, RTE réalise les travaux de raccordement.
6. La Mise en Service du Raccordement intervient après la signature par RTE et le Producteur d'un Contrat d'Accès au Réseau de Transport et d'une Convention d'Exploitation et de Conduite en Période d'Essais.
7. La Mise en Service Industriel de l'Installation intervient après la réalisation des essais de l'Installation et la signature de la Convention d'Exploitation et de Conduite.

1-3-2 La Convention d'Engagement de Performances

La Convention d'Engagement de Performances devra être signée par le titulaire de l'autorisation d'exploiter, ou par celui qui en a fait la demande.

RTE transmettra au titulaire de l'autorisation d'exploiter (ou à celui qui en a fait la demande) la Convention d'Engagement de Performances mentionnée au 1-3-1 dans les 3 mois suivants l'acceptation de la PTF, sous réserve que le Producteur ait transmis à RTE l'ensemble des données nécessaires à son établissement.

Cette convention, dont la trame type est publiée sur le site Internet de RTE (<http://www.rte-france.com>) comportera en annexe les documents énumérés ci-après :

- "Système de protection et performances d'élimination des défauts d'isolement" ;
- **(Le cas échéant :)** "Cahier des charges pour l'installation d'un équipement de téléconduite sur l'Installation".
- "Cahier des charges des capacités constructives de l'installation".

1-3-3 La Convention de Raccordement

La Convention de Raccordement, dont la trame type est publiée sur le site Internet de RTE (<http://www.rte-france.com>...), doit être signée par le titulaire de l'autorisation d'exploiter l'Installation ou par celui qui en a fait la demande pour lui-même.

En tout état de cause, la Convention de Raccordement doit être signée avant le début des travaux de raccordement.

Au moins trois mois avant la date de commencement d'exécution des travaux de raccordement, RTE notifie au titulaire de l'autorisation d'exploiter l'Installation ou par celui qui en a fait la demande pour lui-même, cette date et lui envoie la Convention de Raccordement. Celui-ci retourne à RTE cette convention dûment datée et signée au plus tard 8 jours calendaires avant la date de commencement d'exécution des travaux de raccordement. A défaut, après mise en demeure par lettre recommandée avec demande d'avis de réception demeurée infructueuse au terme d'un délai de 8 jours calendaires :

- RTE suspendra l'exécution de ses obligations jusqu'à la signature de cette convention. Après réception de la convention signée par le titulaire de l'autorisation d'exploiter l'Installation, RTE lui notifiera une nouvelle date de Mise à Disposition des Ouvrages de Raccordement qui se substituera de plein droit à celle prévue dans la convention ;
- le titulaire de l'autorisation d'exploiter l'Installation sera immédiatement redevable de l'intégralité des prestations effectuées par ou pour le compte de RTE et des engagements financiers non remboursables effectués aux entreprises agissant pour son compte ainsi que les prestations à effectuer et résultant de la non-conclusion, si ceux-ci sont supérieurs au montant de l'avance prévue au 3-1-6.

En outre, si la Convention de Raccordement n'est pas retournée signée à RTE par le titulaire de l'autorisation d'exploiter l'Installation ou par celui qui en a fait la demande pour lui-même dans un délai de trois mois à compter de son envoi, la PTF est caduque et le projet est radié de la file d'attente.

Dès sa signature par les parties, la Convention de Raccordement se substitue de plein droit à la PTF acceptée.

1-3-4 La Convention d'Exploitation et le CART

La trame type de cette Convention est publiée sur le site Internet de RTE (<http://www.rte-france.com...>).

La trame type du CART est publiée sur le site Internet de RTE (<http://www.rte-france.com...>).

CHAPITRE 2 DISPOSITIONS TECHNIQUES

Article 2-1 CARACTERISTIQUES DES OUVRAGES DE RACCORDEMENT

Les caractéristiques des ouvrages de raccordement, tels qu'envisagés à la date de la présente PTF, sont décrites en annexe 2.

2-1-1 Tension de raccordement

Le domaine de tension de raccordement de référence est le ... kV.

Le raccordement de l'Installation au RPT sera effectué à la tension ... kV.

(Le cas échéant : si le raccordement n'est pas réalisé à la tension de raccordement de référence, en expliciter les raisons).

2-1-2 Limites de propriété

Les ouvrages de raccordement, décrits en annexe 2, font partie du RPT jusqu'à la limite de propriété.

Type de circuit	Limite de propriété
Circuit(s) courants forts	La limite de propriété est située <i>(le cas échéant :)</i> aux chaînes d'ancrage de la ligne sur le portique du poste du Producteur, ces chaînes faisant partie du RPT <i>(le cas échéant :)</i> aux bornes côté ligne du premier appareil du poste du Producteur, ces bornes restant sa propriété <i>(le cas échéant :)</i> aux bornes d'extrémité du câble dans le poste du Producteur, ces bornes ainsi que le parafoudre de phase associé à la tête de câble faisant partie du RPT.

D'autres éléments du RPT sont connectés à l'Installation, pour ceux-ci les limites de propriété sont les suivantes :

Type de circuit	Limite de propriété
Circuit courant issu des réducteurs de mesures	La limite de propriété est située au niveau des bornes d'entrées du court circuit se trouvant à l'intérieur d'une armoire spécifique appartenant à RTE.
Circuit tension issu des réducteurs de mesures	La limite de propriété est située au niveau des borniers de raccordement se trouvant à l'intérieur d'une armoire spécifique appartenant à RTE, ces borniers faisant partie du RPT.
Circuit de terre	Les circuits de terre des liaisons et poste de RTE seront reliés à la terre de l'Installation. La limite de l'Installation est située

	aux niveaux des connexions.
Alimentation 230 V alternatif	La limite de propriété est située au niveau des borniers de raccordement se trouvant à l'intérieur d'une armoire spécifique appartenant à RTE, ces borniers faisant partie du RPT. La liaison d'alimentation fait partie de l'Installation.
Alimentations 48V continu	La limite de propriété est située au niveau des borniers de raccordement se trouvant à l'intérieur d'une armoire spécifique appartenant à RTE, ces borniers faisant partie du RPT. La liaison d'alimentation fait partie de l'Installation.
Informations mises à disposition du Producteur	La limite de propriété est située au niveau des borniers de raccordement se trouvant à l'intérieur d'une armoire spécifique appartenant à RTE, ces borniers faisant partie du RPT.

Les limites de propriété pour les liaisons téléphoniques et la transmission des télécommunications sont les suivantes :

Type de circuit	Limite de propriété
Lignes téléphoniques	Le Producteur est propriétaire des éléments de liaisons téléphoniques et hertziens situés dans l'enceinte de son poste ; au-delà, les installations relèvent de l'opérateur de téléphonie. Pour la liaison téléphonique du comptage, la limite de l'Installation est située au niveau des borniers de raccordement se trouvant à l'intérieur de l'armoire du comptage appartenant à RTE, ces borniers faisant partie du RPT. RTE sera titulaire des abonnements des liaisons.
Systèmes de transmissions de télécommunications	Le Producteur est propriétaire des éléments du système de transmission de télécommunications situés dans l'enceinte de son site. Les liaisons de transmission (ligne téléphonique ou fibre optique) relèvent de la responsabilité de RTE. La limite de propriété se situe en aval du modem.

2-1-3 Point de livraison

(Le préciser)

Article 2-2 CARACTERISTIQUES DE L'INSTALLATION

Les principales caractéristiques de l'Installation sont décrites en annexe 1 (annexe transmise par le Producteur).

2-2-1 Exigences de RTE

L'ensemble des prescriptions contenues dans les textes réglementaires (décret et arrêté du 23 avril 2008) sont applicables à l'Installation. Les exigences de RTE contenues dans la Documentation Technique de Référence¹ et applicables à l'Installation, seront exprimées :

- dans les cahiers des charges annexés à la Convention d'Engagement de Performances visée au 1-3-2
- dans le "*Cahier des charges pour l'installation des équipements de comptage des énergies du Producteur* " annexé à la Convention de Raccordement

Le Producteur réservera dans son poste les emplacements nécessaires à l'accueil des installations de RTE (armoires de comptage, arrivées des liaisons de raccordement, parafoudres...).

2-2-2 Modifications du projet d'Installation

Le producteur informera RTE dans les meilleurs délais de toute modification de son projet d'Installation qui modifie les caractéristiques communiquées à RTE.

Si le Producteur souhaite modifier son projet une fois la PTF acceptée, les dispositions de l'article 9 de la Procédure de raccordement s'appliquent.

2-2-3 Tenue à l'intensité de courant de court-circuit

Le pouvoir de coupure du (des) disjoncteur(s) de l'Installation, le(s) plus proche(s) électriquement de la limite de propriété du RPT, et la tenue au court-circuit des ouvrages du Producteur devront être adaptés à l'intensité de court-circuit du réseau apportée tant par le RPT que par l'Installation.

Le courant de court-circuit maximal apporté par le RPT en limite de propriété ne dépassera pas la valeur normalisée des paliers techniques constructifs des postes du RPT proches de l'Installation, soit kA.

Article 2-3 COMPTAGE

Sauf demande explicite du Producteur, les dispositifs de comptage télérelevables des énergies active et réactive, ainsi que les armoires spécialement aménagées dans lesquelles ils seront implantés, seront approvisionnés et installés par RTE, à ses frais, et resteront sa propriété.

RTE procède dans tous les cas à la relève et au contrôle des dispositifs de comptage. En contrepartie, le Producteur acquitte une redevance de relève et de contrôle, dont le montant est précisé dans le CART.

Sauf dans les cas où RTE n'est pas propriétaire des dispositifs de comptage, il procède au renouvellement et à l'entretien de ces dispositifs. En contrepartie, le Producteur acquitte une

redevance de location d'entretien et de renouvellement dont le montant est, le cas échéant, précisé dans le CART.

Les autres installations faisant partie du comptage, en particulier les coffrets de regroupement et les câbles sous écran cuivre de liaison entre transformateurs de mesure et armoires de comptage, les câbles d'alimentation 230V jusqu'aux borniers de l'armoire de comptage et les liaisons téléphoniques jusqu'aux connecteurs dans l'armoire de comptage seront réalisées par le Producteur, à ses frais, et resteront sa propriété.

Article 2-4 REALISATION DES OUVRAGES

2-4-1 Réalisation des ouvrages de raccordement du RPT

RTE est responsable de la réalisation des ouvrages de raccordement faisant partie du RPT. Ces ouvrages seront réalisés selon les règles de l'art et conformément à la réglementation en vigueur.

2-4-2 Délai de réalisation des ouvrages de raccordement du RPT

La Mise à Disposition des Ouvrages de Raccordement devant desservir l'Installation interviendra dans un délai de ... à compter de l'acceptation de la présente PTF dans les conditions prévues à l'Article 4-1.

L'enchaînement des tâches et leur placement dans le temps tels qu'estimés à la date de la présente PTF sont présentés en annexe 3. Pour la Convention de raccordement, les Parties conviendront du planning de réalisation des travaux à l'interface de leurs installations respectives.

En cas de non-respect de ce délai de Mise à Disposition des Ouvrages de Raccordement et sous réserve des dispositions de l'article 2-4-3, RTE versera au Producteur, à titre de dommages et intérêts, une indemnité libératoire égale à 0,2 % du montant indiqué à l'article 3.1.4 par semaine de retard, l'indemnité totale étant plafonnée à 10 % de ce montant.

2-4-3 Réserve sur le délai de réalisation

RTE ne saurait être tenu responsable du non-respect du délai de Mise à Disposition des Ouvrages de Raccordement dans le cas d'événements indépendants de sa volonté, notamment dans les hypothèses énumérées ci-après :

- modification des ouvrages à l'issue des procédures administratives ou à la demande du Producteur
- retard dans l'obtention des autorisations administratives et amiables
- recours contentieux et oppositions à travaux
- modification de la réglementation imposant des contraintes supplémentaires pour la réalisation des ouvrages

- interruptions imputables au Producteur, notamment celles provoquées par les retards de paiement ou les retards dans la transmission à RTE des données nécessaires à la réalisation des études techniques de l'avant projet détaillé
- intempéries telles que définies à l'article L.731-2 du code du travail
- découverte d'éléments du patrimoine archéologique

RTE fait ses meilleurs efforts pour éviter ou limiter les retards de Mise à Disposition des Ouvrages de Raccordement, et tient informé le Producteur de tout risque de retard.

2-4-4 Réalisation de l'Installation

Les ouvrages situés dans l'Installation seront réalisés aux frais et sous la responsabilité du Producteur et resteront sa propriété, RTE n'intervenant pas dans la définition, les choix techniques et la construction des ouvrages situés dans l'Installation. Le Producteur fera son affaire des autorisations nécessaires à la réalisation de ces ouvrages.

Ces ouvrages devront, tant pour éviter les troubles dans l'exploitation du RPT que pour assurer la sécurité du personnel de RTE, respecter les exigences mentionnées à l'article 2-2-1 de la présente PTF et être établis en conformité avec les règlements et les règles de l'art. RTE ne pourra en aucun cas être tenu responsable des conséquences relatives aux choix techniques et à la mise en œuvre des équipements de l'Installation.

Les plans et spécifications du matériel du poste électrique du Producteur seront communiqués à RTE, pour information, avant tout commencement d'exécution.

CHAPITRE 3 DISPOSITIONS FINANCIERES

Article 3-1 FINANCEMENT DES OUVRAGES DE RACCORDEMENT

3-1-1 Principes

Les principes appliqués pour la détermination du Périmètre de contribution et la facturation du raccordement au Producteur sont détaillés dans l'annexe 4.

3-1-2 Frais d'études

Le prix des études est estimé à€ (*montant en lettres*)

Il est établi sur la base du barème en vigueur à la date d'envoi de la PTF et publié sur le Site internet de RTE.

Les études comprennent notamment les études d'impact et de concertation, les études topographiques, les études de sols, les études techniques diverses et l'élaboration des dossiers administratifs.

Les études ne comprennent pas les coûts d'un éventuel débat public ni ceux d'une éventuelle concertation demandée à RTE par la Commission Nationale du Débat Public.

Le prix définitif des études sera actualisé pour le paiement du solde afin de tenir compte de la longueur réelle de l'ouvrage à construire.

3-1-3 Frais généraux

Les coûts d'établissement du raccordement comprennent des charges forfaitaires pour frais généraux applicables sur les travaux :

- * Tranche de travaux inférieure à 152 k€ : Lignes aériennes et postes : 7,5% ;
Câbles souterrains : 5 %.
- * Tranche de travaux supérieure à 152 k€ : Lignes aériennes et postes : 5% ;
Câbles souterrains : 3 %.

3-1-4 Eléments de référence du raccordement :

le domaine de tension de raccordement de référence est le ... kV ;

La liaison directe à la tension de référence entre l'installation et le poste de transformation vers le niveau supérieur le plus proche est constituée par : *(description succincte de ce raccordement et de son coût)*

Le raccordement proposé par RTE est constitué par : *(description succincte de ce raccordement et de son coût)*

3-1-5 Estimation de la participation financière du Producteur

L'estimation du montant à la charge du Producteur est de€ *(montant en lettres)*, aux conditions économiques de*(mois et année)* y compris les études.

(Le cas échéant : facturation sur la base du raccordement réalisé)

Le détail de ce montant estimatif est fourni en annexe 4. Il est précisé que celui-ci a été réalisé au vu des éléments fournis par le Producteur et résulte d'une étude de faisabilité effectuée par RTE.

RTE s'engage à ce que, après des études de détail, un montant ferme et définitif sous les mêmes réserves que celles indiquées au 3-1-7, soit établi. Ce montant sera indiqué dans la Convention de Raccordement et ne pourra excéder de plus de 15% le montant estimatif révisé hors études, dans les conditions ci-dessous, en cas de réalisation des ouvrages de raccordement tels qu'ils sont prévus à l'Article 2-1 et sous réserve des dispositions du 3-1-7. RTE informera le Producteur des évolutions du montant estimé.

Le montant estimatif sera révisé sur la base de l'évolution de l'index TP 12 (index Travaux Publics, Réseaux d'électrification avec fournitures) entre la date d'envoi de la présente PTF et la date de signature de la Convention de Raccordement.

(Le cas échéant : facturation sur la base de la liaison directe à la tension de référence entre l'installation et le poste de transformation vers le niveau supérieur le plus proche)

Le coût d'établissement des ouvrages constituant la liaison de raccordement étant supérieur au coût de la liaison directe à la tension de référence entre l'installation et le poste de transformation vers le niveau supérieur le plus proche, c'est cette dernière qui servira de base pour le calcul de la contribution du Producteur.

Le détail du montant estimatif de ce raccordement est fourni en annexe 4. Il est précisé que celui-ci a été réalisé au vu des éléments fournis par le Producteur et résulte d'une pré-étude (étude de faisabilité) effectuée par RTE. Pour la Convention de Raccordement, ce montant estimatif sera révisé sur la base de l'évolution de l'index TP 12 (index Travaux Publics, Réseaux d'électrification avec fournitures) entre la date d'envoi de la présente PTF et la date de signature de la Convention de Raccordement.

3-1-6 Modalités de paiement

Le Producteur réglera RTE selon les modalités suivantes :

- 30% des frais d'études, au moment de l'acceptation de la PTF, soit euros ;
- 30% des frais d'études, 9 mois après l'acceptation de la PTF, soit euros ;
- le solde actualisé des frais d'études, visé à l'article 3-1-2, à l'issue de celles-ci et avant l'envoi de la Convention de Raccordement par RTE ;
- 30 % du montant ferme et définitif à la réception de la facture de RTE du premier acompte faisant suite à la signature de la Convention de Raccordement ;
- 30 % du montant ferme et définitif, à la réception de la facture de RTE du deuxième acompte, 6 mois après le début des travaux de raccordement, si ces travaux durent plus de 6 mois ;
- le solde à la réception de la facture soldante de RTE, lorsque les travaux de raccordement sont terminés.

Les sommes susvisées seront majorées des taxes et impôts en vigueur à la date d'émission des factures.

Le Producteur procèdera au règlement du premier terme de paiement des études concomitamment à l'envoi à RTE de la PTF datée et signée par ses soins, en utilisant la demande d'avance jointe à la PTF.

Il pourra effectuer son règlement par chèque à l'ordre de RTE ou par virement, dans un délai de 3 mois à compter de la date d'envoi de la PTF par RTE.

Le chèque, ou un justificatif du virement, sera joint à la PTF signée par le Producteur.

Après réception du règlement, RTE adressera au Producteur une facture d'avance sur laquelle sera apposée la mention spéciale « acquittée ».

RTE n'engagera les démarches et les études nécessaires au raccordement de l'Installation qu'après règlement de cette avance.

Pour un paiement par virement de compte à compte, il doit être effectué sur le compte bancaire de RTE :

SOCIETE GENERALE AGENCE PARIS OPERA

6 RUE AUBER 75009 PARIS

IBAN: FR76 30003 04170 00020122549 - 73 - SWIFT : SOGEFRPPHPO

L'ordre de virement doit comporter la référence de la PTF. Pour un virement SWIFT, le Producteur demande à sa banque d'indiquer la référence de la PTF dans le champ « motifs de paiement ». En cas d'absence de cette identification, des frais de gestion d'un montant de 100 euros sont facturés au Producteur.

3-1-7 Réserves sur le montant de la PTF

En cas d'événement indépendant de la volonté de RTE dûment justifié conduisant à une augmentation du coût des ouvrages de raccordement tels qu'ils sont prévus dans la présente

PTF, le montant à la charge du Producteur sera révisé le cas échéant au-delà du seuil de 15 % fixé au 3-1-5.

Il en sera ainsi notamment dans les cas suivants :

- modification des ouvrages à l'issue des études et des procédures administratives ou à la demande du Producteur ;
- modification des caractéristiques des ouvrages de raccordement en cours ou à l'issue des procédures administratives et amiables telle que la mise en souterrain, la mise en place de pylônes plus onéreux, le changement de tracé
- modification de la réglementation imposant des contraintes supplémentaires pour la réalisation des ouvrages;
- surcoût lié à la qualité des sols rencontrés (notamment suite à l'étude géotechnique : nécessité de pieux, de fondations particulières, de rabattement de nappe phréatique, sols pollués, ...)
- Surcoût lié à la découverte d'éléments du patrimoine archéologique

(LE CAS ECHEANT L'ENSEMBLE DE L'ARTICLE CI-DESSOUS SERA MAINTENU :)

Article 3-2 CAPACITE LIMITEE DU RPT

L'étude de raccordement de l'Installation a montré que la capacité du RPT est insuffisante pour assurer le transit de l'énergie dans le cadre du raccordement décrit en annexe 2 et qu'il est nécessaire de procéder à des adaptations/renforcements de réseau qui ne pourront pas tous être réalisés avant la date souhaitée de Mise en Service Industriel de l'Installation.

Le Producteur, informé des résultats de cette étude, devra, sans indemnités, limiter le fonctionnement de son Installation sur demande de RTE, tant que l'ensemble des adaptations/renforcements n'auront pas été réalisés.

Ces limitations peuvent être de deux types : curatif ou préventif.

- On parle de limitation en préventif lorsqu'il n'est pas possible pour RTE de maîtriser des contraintes susceptibles d'apparaître sur des ouvrages ni par un nombre limité d'actions manuelles, ni par le fonctionnement de dispositif(s) automatique(s), dans un délai imparti. Ces contraintes nécessitent donc une limitation préalable de l'injection/soutirage afin de se prémunir contre l'ensemble des incidents possibles. Le traitement préventif peut être mis en œuvre, en particulier, lorsque les ouvrages concernés ne disposent pas de capacités de surcharge ou lorsque celles-ci sont insuffisantes. La maîtrise des transits, et donc de la sûreté de fonctionnement du réseau, peut induire de la part de RTE des demandes de limitation effectuées la veille pour le lendemain sur des durées à préciser pouvant atteindre 24 heures (durée de limitation supérieure à la durée du risque de limitation).
- On parle de limitation en curatif si les contraintes susceptibles d'apparaître sur des ouvrages peuvent être maîtrisées par un nombre limité d'actions manuelles ou par le fonctionnement de dispositif(s) automatique(s), dans un délai imparti.

Entre **(date MES)** et la mise en service de **(consistance du renforcement)** prévue en **(année)** qui permet de lever les contraintes générées sur le réseau [abc] kV ou de toute autre solution équivalente, les risques de limitation sont caractérisées comme suit.

3-2-1 Risques d'effacement en curatif

Le volume et la durée, sur une fenêtre glissante de 5 ans, des périodes présentant un risque d'effacement en curatif, sont les suivants :

- En période "hiver"², effacement de (x) MW (ou) total en curatif sur incident réseau. Sur cette période, la durée de risque est estimée à (h₁) heures.
- En période "été", effacement de (y) MW (ou) total en curatif sur incident réseau. Sur cette période, la durée de risque est estimée à (h₂) heures.
- En période "intersaison", effacement de (z) MW (ou) total en curatif sur incident réseau. Sur cette période, la durée de risque est estimée à (h₃) heures.

Pendant la durée de risque, l'effacement n'est pas systématique : il n'aura lieu que si un incident réseau impliquant un des ouvrages perturbants cités plus bas se produit.

A titre informatif, les taux de défaillance et les durées moyennes des incidents sur les ouvrages dont la perte entraîne la limitation sont résumés dans le tableau ci-dessous :

ouvrages perturbants	taux de défaillance	durées moyennes d'indisponibilité
(Ouvrage 1)	(n ₁) /an	(h ₁) heures
(Ouvrage 2)	(n ₂) /an	(h ₂) heures
(etc.)	(n _i) /an	(h _i) heures

(A défaut de valeurs issues du REX local, des données normatives utilisées par RTE dans ses propres études seront affichées.)

Dans le cas d'une baisse sur ordre du dispatching, l'effacement doit être réalisé dans un temps maximal de (n) minutes.

3-2-2 Risques d'effacement en préventif

Ce risque intervient notamment quand aucun schéma ne garantit l'exploitation sûre du système. Les périodes présentant un risque de limitation préventive peuvent être caractérisées sur une fenêtre glissante de 5 ans par les puissances maximales et les durées de risque suivantes :

- En période "hiver", limitation préventive maximale de la production à (x') MW pendant une durée n'excédant pas (h'1) heures sur cette période.
- En période "été", limitation préventive maximale de la production à (y') MW pendant une durée n'excédant pas (h'2) heures sur cette période.
- En période "intersaison", limitation préventive maximale de la production à (z') MW pendant une durée n'excédant pas (h'3) heures sur cette période.

Les limitations préventives dépendront des conditions d'exploitation. Néanmoins, dans le cas présent, elles seront mises en œuvre principalement lors des pointes creux de consommation.

Le Producteur sera informé des limitations en (J-1 ou délai de préavis à préciser), en même temps que l'émission du programme de marche.

(La mention « en même temps que l'émission du programme de marche » doit être supprimée dans le cas de l'éolien.)

² périodes hiver du 11/11 au 19/04 ; intersaison du 20/04 au 9/05 et du 21/09 au 10/11 ; été du 10/05 au 20/09.

L'installation d'un automate local pourra être envisagé s'il permet de convertir certains risques de limitations préventives en risques de limitations curatives.

CHAPITRE 4 AUTRES DISPOSITIONS

Article 4-1 DUREE DE VALIDITE DE LA PTF

Sans préjudice de la place en File d'attente acquise au titre d'une PEFA conformément à la Procédure de raccordement, cette proposition annule et remplace toutes propositions, tous documents, échanges de lettre relatifs au même objet qui auraient pu être établis antérieurement à sa date de signature par RTE.

Elle engage RTE pendant une durée de 3 mois à compter de la date d'envoi au Producteur. Ce délai peut être prorogé dans les conditions prévues à l'article 4-4-3 de la Procédure de raccordement. Si à l'expiration de ces 3 mois ou le cas échéant de la prorogation définie par RTE, la PTF datée et signée par le Producteur ou le règlement du premier terme de paiement des études ne sont pas parvenus à RTE, la PTF sera caduque de plein droit et n'engagera plus RTE.

Dans cette hypothèse, si le Producteur souhaite de nouveau un raccordement, il devra adresser à RTE une nouvelle demande qui fera l'objet d'une nouvelle PTF.

En outre, la présente PTF sera caduque de plein droit en cas d'entrée en file d'attente, avant celui du Producteur, d'un ou plusieurs projets remettant en cause les caractéristiques techniques du raccordement proposé au Producteur.

En pareil cas, RTE en informera le Producteur dans les meilleurs délais et lui adressera une nouvelle proposition de raccordement.

Une fois signée par les deux parties, la PTF revêt un caractère contractuel.

(Le cas échéant : dans le cadre d'un raccordement par une liaison à une cellule disjoncteur, dans les cas où la réalisation par RTE de la prestation pour la conception, la construction, l'exploitation et la maintenance de la cellule propriété du Producteur est imposée par RTE)

A défaut de l'acceptation formelle par le Producteur de l'offre de prestation pour la conception, la construction, l'exploitation et la maintenance de la cellule propriété du Producteur, et du versement de l'avance de 10% du montant de cette prestation dans le délai imparti, la présente PTF sera caduque de plein droit et le projet sera radié de la file d'attente.

Article 4-2 DISPOSITIONS PARTICULIERES « FILE D'ATTENTE »

Le Producteur s'engage à respecter les dispositions de la procédure de « traitement des demandes de raccordement des installations de production » publiée sur le site Internet de RTE (www.rte-france.com), en vigueur à la date d'envoi de la PTF par RTE.

4-2-1 Entrée en File d'attente

Le cas échéant : Si l'Installation objet de la PTF est entrée en file d'attente dans le cadre d'une PEFA, cette place est conservée dès lors que la PTF est acceptée. La PTF se substitue alors à la PEFA. A défaut, la PEFA est caduque de plein droit et le projet est retiré de la File d'attente.

L'entrée en File d'attente de l'Installation par la PTF est subordonnée à l'acceptation de la PTF, sous condition complémentaire concomitante de satisfaire à l'une des conditions définies à l'article 5-1 de la Procédure de raccordement : remise à RTE de l'un des documents visés à l'annexe de la Procédure de raccordement ou versement d'une somme forfaitaire.

L'Installation est considérée comme étant entrée en File d'attente à la date à laquelle il est satisfait à l'ensemble des conditions ci-dessus.

RTE notifie au Producteur cette date.

A défaut, la PTF est caduque de plein droit et le projet n'entre pas dans la File d'attente.

4-2-2 Maintien en File d'attente

Le Producteur s'engage à satisfaire à l'une des conditions définies à l'article 5-2 de la Procédure de raccordement.

Cette obligation du Producteur est annuelle, sans notification préalable de RTE, à la date anniversaire de l'entrée du projet en file d'attente notifiée par RTE.

En cas de non respect des conditions énoncées ci-dessus le projet est retiré de la File d'attente.

4-2-3 Sortie de la File d'attente

Si, en application de l'article 5-3 de la Procédure de raccordement, le projet objet de la PTF est radié de la File d'attente, cette radiation a les mêmes conséquences qu'une rétractation, telle que prévue par l'article 4-3 ci-après.

En outre, le projet peut être radié de la File d'attente dans l'hypothèse visée à l'article 1-3-3 relatif à la Convention de raccordement.

(Le cas échéant : dans le cadre d'un raccordement par une liaison en piquage)

Il en ira de même en cas d'entrée en file d'attente d'un projet faisant l'objet d'un raccordement en piquage remettant en cause l'acceptabilité du piquage prévu dans la présente PTF.

Enfin, le projet du Producteur peut être radié de la file d'attente dans le cas décrit au 1-3-3.

Sauf refus exprès du Producteur notifié à RTE, le projet faisant l'objet de la présente PTF sera pris en compte dans les données affichées par RTE sur son site Internet (www.rte-france.com).

Article 4-3 RETRACTION

Après l'acceptation définitive de la PTF, le Producteur peut à tout moment renoncer au raccordement de son Installation par l'envoi à RTE d'une lettre recommandée avec demande d'avis de réception.

En cas de rétractation, le Producteur doit régler l'intégralité des prestations effectuées par ou pour le compte de RTE et des engagements financiers non remboursables contractés par RTE sur justificatifs.

De plus, si le montant des frais engagés par RTE est inférieur au montant déjà versé au titre de la présente PTF, ce dernier reste acquis à RTE sauf si le Producteur peut justifier que la rétractation provient d'une cause étrangère qui ne peut lui être imputée.

Enfin, si en raison des délais d'approvisionnement de certains matériels et pour respecter le délai de Mise à Disposition des Ouvrages de Raccordement, RTE doit passer une commande avant la signature de la Convention de Raccordement, il demandera au Producteur de s'engager par écrit envers RTE à prendre en charge les coûts correspondants en cas de renoncement ultérieur à son projet, sans préjudice des obligations définies aux paragraphes précédents. A défaut d'un tel engagement, RTE ne passera pas la commande de matériel et ne pourra être tenu responsable du dépassement du délai de Mise à Disposition des Ouvrages de Raccordement lié au retard d'approvisionnement de ce matériel.

Article 4-4 CESSION

La présente PTF n'est cessible qu'à une société contrôlée par le Producteur ou à la société contrôlant le Producteur, au sens de l'article L.233-3 du code de commerce, sous réserve de l'information écrite préalable de RTE.

Article 4-5 ASSURANCES

RTE et le Producteur souscrivent respectivement auprès de compagnies d'assurances notoirement solvables, une assurance responsabilité civile couvrant tous les dommages susceptibles de survenir du fait ou à l'occasion de l'exécution des travaux de raccordement ou imputables au fonctionnement de leurs installations respectives.

Au moment de la signature de la Convention de Raccordement, RTE et le Producteur se transmettront une attestation d'assurance précisant la nature et les montants garantis. Par la suite, à la demande de l'une des parties (le Producteur ou RTE), l'autre partie lui adresse, par tout moyen, l'attestation d'assurance correspondante, datant de moins de [2] mois, qui doit mentionner notamment les faits générateurs et les montants garantis. Elles se transmettront tout avenant modifiant de manière significative leur police.

<i>(Pour les installations suivantes :</i>

- cogénérations, CCG ou tout autre type d'installation ayant du gaz comme source d'énergie,
- incinérateurs de matière non gazeuse, éoliens, hydraulique et autres, d'une puissance supérieure ou égale à 40 MW)

Les parties doivent posséder une garantie en matière d'assurance couvrant :

- les dommages corporels, matériels et immatériels consécutifs, au minimum : **23 M€** (vingt-trois millions d'euros) par sinistre avec un plafond annuel de **30 M€** (trente millions d'euros) ;
- les dommages immatériels non consécutifs, au minimum : **5 M€** (cinq millions d'euros) par sinistre avec un plafond annuel de **8 M€** (huit millions d'euros).

(Pour les installations suivantes :

- *incinérateurs de matière non gazeuse, éoliens, hydraulique et autres, d'une puissance inférieure à 40 MW)*

Les parties doivent posséder une garantie en matière d'assurance couvrant :

- les dommages corporels, matériels et immatériels consécutifs, au minimum : **8 M€** (huit millions d'euros) par sinistre sans limite annuelle ;
- les dommages immatériels non consécutifs, au minimum : **1 M€** (un million d'euros) par sinistre sans limite annuelle.

Article 4-6 CONFIDENTIALITE

4-6-1 Nature des informations confidentielles

En application de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000, RTE doit préserver la confidentialité des informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique dont la communication serait de nature à porter atteinte aux règles de concurrence libre et loyale et de non-discrimination imposées par la loi et dont la liste et les conditions sont fixées par le décret n° 2001-630 du 16 juillet 2001.

Pour les informations non visées par ce décret, chaque partie détermine et en informe l'autre partie, par tout moyen à sa convenance, les informations, de tout type et sur tout support, qu'elle considère comme confidentielles.

4-6-2 Contenu de l'obligation de confidentialité

Pour les informations confidentielles visées par le décret précité et conformément à son article 2-II, le Producteur autorise RTE à communiquer à des tiers (par exemple à une entreprise intervenant dans le cadre des procédures administratives ou chargée d'exécuter pour le compte de RTE des études pour le raccordement...) ces informations confidentielles si cette communication est nécessaire à l'exécution de la présente PTF.

Pour les informations confidentielles non visées par le décret précité, RTE et le Producteur s'autorisent à communiquer à des tiers ces informations confidentielles si cette communication est nécessaire à l'exécution de la présente PTF.

RTE et le Producteur s'engagent à ce que les tiers, destinataires d'informations confidentielles dans les conditions ci-dessus, prennent les mêmes engagements de confidentialité que ceux définis au présent article. A ce titre, la partie destinataire d'une information confidentielle s'engage à prendre, vis-à-vis de ses salariés, des sous-traitants et de toute personne physique ou morale qu'elle mandate pour participer à l'exécution de la présente PTF, toutes les mesures utiles, notamment contractuelles, pour faire respecter par ceux-ci la confidentialité des informations dont ils pourraient avoir connaissance. Elle prend, en outre, toutes les dispositions utiles pour assurer la protection physique de ces informations, y compris lors de l'archivage de celles-ci.

Chaque partie notifie par écrit, dans les plus brefs délais, à l'autre partie toute violation ou présomption de violation des obligations découlant du présent article.

Les obligations résultant du présent article ne s'appliquent pas, en cas de divulgation d'une information confidentielle :

- si la partie qui en est à l'origine apporte la preuve que cette information était déjà accessible au public ou a été reçue ou obtenue par elle, licitement, sans violation des dispositions du présent article ;
- dans les cas visés par le décret n° 2001-630 du 16 juillet 2001 susvisé ;
- dans le cadre de l'application de dispositions législative ou réglementaire (procédures administratives de construction des ouvrages de raccordement notamment) ;
- dans le cadre d'une procédure contentieuse impliquant le Producteur et RTE.

4-6-3 Durée de l'obligation de confidentialité

RTE et le Producteur s'engagent à respecter le présent engagement de confidentialité pendant une durée de cinq ans après l'expiration de la Convention de Raccordement.

Article 4-7 CONTESTATIONS

En cas de contestation relative à l'interprétation ou l'exécution de la PTF, les Parties se rencontrent en vue de rechercher une solution amiable.

A cet effet, la partie demanderesse adresse à l'autre Partie une demande précisant :

- La référence de la PTF (titre et date de signature) ;
- L'objet de la contestation ;
- La proposition d'une rencontre en vue de régler à l'amiable le litige.

A défaut d'accord à l'issue d'un délai de 30 jours à compter de la demande susvisée, conformément à l'article 38 de la loi 2000-108, « en cas de différend entre les gestionnaires des réseaux publics de transport ou de distribution lié à l'accès aux dits réseaux ou à leur utilisation, notamment en cas de refus d'accès [...] ou de désaccord sur la conclusion, l'interprétation ou l'exécution des contrats, la Commission de Régulation de l'Energie peut être saisie par l'une ou l'autre des parties ».

Les litiges portés devant une juridiction sont soumis au Tribunal de Commerce de Paris.

Article 4-8 PIECES ANNEXEES

Les annexes font intégralement partie de la présente proposition.

Annexe 1 : Caractéristiques de l'Installation

Annexe 2 : Caractéristiques des ouvrages de raccordement

Annexe 3 : Planning estimatif

Annexe 4 : Principes de la détermination de la contribution financière du Producteur

Annexe 5 : Versement du montant pour l'entrée en file d'attente

A.....

Le

Pour RTE

A.....

Le

Pour le Producteur

ANNEXE 1

CARACTERISTIQUES DE L'INSTALLATION

En aval de la limite de propriété, seront raccordés les ouvrages du Producteur énumérés ci-après :

(Description des ouvrages connus et leurs principales caractéristiques, par exemple :

- les disjoncteurs avec leurs pouvoirs de coupure et leurs technologies,
- les sectionneurs et les tensions et intensités nominales,
- tenue diélectrique de l'Installation (dispositions retenues par rapport à la zone de pollution et tensions de tenue aux chocs de foudre et de manœuvres ...)
- tenue mécanique du jeu de barres, des supports isolants, ...
- réducteurs de mesures et leur classe ainsi que les rapports et les puissances,
- transformateurs et leurs puissances, couplages, MALT, tensions primaire et secondaire ainsi que la tension de court-circuit ,
- groupes de production (y compris auto-production) et leurs puissances, tensions stator et apport en courant de court-circuit au niveau du point de livraison
- automate de reprise de charge...)

(Rappel des caractéristiques de la demande de raccordement)

Puissance active maximale de l'installation de production (P_{max}) définie comme la valeur contractuelle correspondant à la puissance active maximale que fournira l'installation de production au point de livraison en fonctionnement normal et sans limitation de durée, les réserves de réglage primaire et secondaire fréquence/puissance étant utilisées à leurs limites constructives :(indiquer la valeur)

Puissance de Raccordement (P_{rac}) : puissance active maximale pour laquelle Producteur demande que soit dimensionné le raccordement en soutirage.

(Besoin en P_{cc})

Ensemble des données demandées pour l'étude de raccordement

Puissance polluante...

Eventuellement schéma commenté pour accompagner cette description.)

ANNEXE 2

CARACTERISTIQUES DES OUVRAGES DE RACCORDEMENT

(Brève description du schéma du raccordement. Par exemple : le schéma retenu est un raccordement en antenne sur le poste Y.

Consistance technique et caractéristiques des ouvrages HTB de raccordement, y compris leur capacité:

- 1- éventuellement les caractéristiques des ouvrages avant le raccordement,
- 2- la création et la modification des ouvrages existants, nécessaires au raccordement de l'installation.

Pour les ouvrages HT (sections, câble de garde, types de pylônes fondations prévues, type de pose, passage en sous œuvre, etc.)

Pour les ouvrages BT (protections et automates, système de transmission de téléinformations, etc.)

- ☐ le cas échéant : les ouvrages BT de gestion des effacements, et leur gestion dans le temps ;
- ☐ le cas échéant : les ouvrages déposés.

Le secours est à considérer comme un autre raccordement s'il s'agit d'un raccordement HTA. Le Producteur doit faire la demande de cet autre raccordement au gestionnaire de réseau de distribution concerné.

En cas de facturation de la liaison directe à la tension de référence entre l'installation et le poste de transformation vers le niveau supérieur le plus proche, consistance technique et caractéristiques des ouvrages HTB, ce raccordement étant celui facturé et non celui réalisé (joindre un schéma).

Le cas échéant, décrire les adaptations du réseau à la charge du Producteur (dans le cas de contraintes dans le périmètre Producteur) : description des travaux, coût, délai de réalisation.)

Réseau d'évacuation

ANNEXE 3

PLANNING ESTIMATIF

La concertation et l'instruction administrative des projets de construction d'ouvrages du réseau de transport sont détaillés dans le planning ci-dessous.

(Pour chaque PTF les délais associés seront précisés et explicités au regard des caractéristiques et du contexte du raccordement.)

[illegible]

Les procédures résumées ci-dessus présentent les cas les plus courants, et ne sont pas exhaustives. Certaines contraintes environnementales ou réglementaires peuvent conduire l'administration à appliquer des procédures complémentaires. Elles n'incluent pas de débat public, pour les lignes à 400kV de longueur > 10km ou les lignes aériennes à 225 kV de longueur > 15km. Elles ne prennent pas en compte la procédure de mise en compatibilité des documents d'urbanisme. Elles n'incluent pas les situations de désaccord sur les consultations des maires et des services, sur la consultation pour le projet d'exécution ou le permis de construire. Sont incluses les procédures liées aux travaux nécessaires dans les postes encadrants. Pour la création d'un nouveau poste, les délais globaux sont sensiblement identiques, hors procédure

Certaines contraintes environnementales ou réglementaires peuvent conduire l'administration à appliquer des procédures complémentaires.

Elles n'incluent pas de débat public, pour les lignes à 400kV de longueur > 10km ou les lignes aériennes à 225 kV de longueur > 15km.

Elles ne prennent pas en compte la procédure de mise en compatibilité des documents d'urbanisme.

Elles n'incluent pas les situations de désaccord sur les consultations des maires et des services, sur la consultation pour le projet d'exécution ou le permis de construire.

Sont incluses les procédures liées aux travaux nécessaires dans les postes encadrants. Pour la création d'un nouveau poste, les délais globaux sont sensiblement identiques, hors procédure

ANNEXE 4

PRINCIPES DE LA DETERMINATION DE LA CONTRIBUTION FINANCIERE DU PRODUCTEUR

(Introduire dans cette annexe une description explicite du périmètre de contribution financière du producteur à son raccordement ainsi que des principes de contribution au financement des ouvrages de raccordement.)

Tableau de répartition des charges

Tableau de répartition des charges :

Montant des études		
Ouvrages Poste	0	k€
Liaison souterraine	0	k€
Liaison aérienne	0	k€
TOTAL Etudes	0	k€

Montant des travaux		
ligne aérienne	0	K€
câble souterrain	0	K€
poste	0	K€
TOTAL Travaux	0	K€

Majoration pour frais généraux sur les travaux		
ligne aérienne	0,0	k€
câble souterrain	0,0	k€
poste	0,0	k€
TOTAL Frais généraux	0,0	k€

Montant forfaitaire / alimentation	0,0	k€

Pour les études :

Le barème est composé d'une part « poste » et d'une part « liaison ».

La part « poste » comporte trois catégories : création d'une cellule dans un poste existant ; création de 2 cellules dans un poste existant et création d'un poste neuf. Pour chacune de ces catégories, le barème est établi par niveau de tension et caractéristique du poste (aérien ou sous enveloppe métallique).

Pour les ouvrages aériens, la part « liaison » dépend de trois critères : environnement (plaine, suburbain, montagne), niveau de tension et nombre de circuits (1 ou 2).

Pour les ouvrages souterrain, la part « liaison » dépend de deux critères : environnement (plaine, suburbain, montagne) et niveau de tension.

Pour les liaisons (LA et LS), la barème est construit avec une part fixe et une part variable selon la longueur.

En HTB1 et HTB2, une plus value est affectée pour les supports aéro-souterrains.

Objet	Nombre d'unités d'œuvre ou de km	Prix
TOTAL		

Facturation des ouvrages dans les postes :

	nombre de cellules	Coût Cellules (k€)	Coût Ouvrages généraux (k€)	Coût Autres prestations (k€)	Coût total par poste (k€)	Caractéristiques des cellules
Poste 1		0,0	0,0	0,0	0,0	nom des cellules et type (technologie utilisée et caractéristiques)
Poste 2		0,0	0,0	0,0	0,0	nom des cellules et type (technologie utilisée et caractéristiques)
Poste ..		0,0	0,0	0,0	0,0	nom des cellules et type (technologie utilisée et caractéristiques)
Poste Z		0,0	0,0	0,0	0,0	nom des cellules et type (technologie utilisée et caractéristiques)
TOTAL		0,0	0,0	0,0	0,0	

Décomposition des rubriques	
Ouvrages généraux	Démolition, nettoyage de terrain, abattage, terrassement, nivellement, traitement du sol, drainage, routes, pistes, aires bétonnées, réseau de terre, services auxiliaires, télécommunication, bâtiments, aménagements paysagers ...
Cellule	Disjoncteurs, sectionneurs, protections, 1/2 bâtiment de relayage, liaisons HT, jeu de barres ...
Autres prestations	Dépenses particulières (consignation, travaux provisoires ...), contrôle, coordination sécurité, réception et mise en service, divers électriques, divers ...

Facturation des liaisons :

Désignation	L (km)	Coût Fournitures principales (k€)	Coût Travaux de construction (k€)	Coût Autres prestations (k€)	Coût total par tronçon (k€)	Caractéristiques du tronçon
Tronçon 1		0,0	0,0	0,0	0,0	technologie utilisée (souterrain aérien avec le nombre de ternes posés ainsi que la section des conducteurs, type de pylône)
Tronçon 2		0,0	0,0	0,0	0,0	technologie utilisée (souterrain aérien avec le nombre de ternes posés ainsi que la section des conducteurs, type de pylône)
Tronçon ...		0,0	0,0	0,0	0,0	technologie utilisée (souterrain aérien avec le nombre de ternes posés ainsi que la section des conducteurs, type de pylône)
Tronçon z		0,0	0,0	0,0	0,0	technologie utilisée (souterrain aérien avec le nombre de ternes posés ainsi que la section des conducteurs, type de pylône)
TOTAL Alimentation	0	0,0	0,0	0,0	0,0	

	LIGNE AERIENNE	CABLE SOUTERRAIN
Fournitures principales	Fourniture des supports y compris embases, des câbles conducteurs, des câbles de garde, des matériels d'équipement et des isolateurs, des matériels télécom ...	Fourniture des câbles de puissance, des extrémités et des jonctions des câbles de puissance, des câbles de terre, des câbles de communication et accessoires des câbles de communication ...
Travaux de construction	Déboisement, opérations préliminaires, installations de chantier, génie civil, montage et levage des superstructures, déroulage des conducteurs, déroulage des câbles de garde, mise en place des chaînes d'isolateurs et accessoires, mise en place des protections	Aménagements, démolitions, fouilles, chambre de jonction, remblais, préparation du chantier de pose, essai de gaine de la liaison, préparation du chantier câblé, réfection, tirage des différents câbles, montages des extrémités et des accessoires ...
Autres prestations	Dépenses particulières (consignation, travaux provisoires ...), contrôle, coordination sécurité, réception et mise en service ...	Ouvrages d'art, dépenses particulières (consignation, travaux provisoires ...), contrôle, coordination sécurité, réception et mise en service ...



Réseau de transport d'électricité

RESEAU DE TRANSPORT D'ELECTRICITE
Système Electrique xx
adresse
N°SIRET : 444619258 xxxxx
Code APE : 401C

Identification et adresse du débiteur :

Date : /e

Identification et adresse du client :

Coordonnées identiques à celles du client facturé

Participation financière du Producteur pour son
raccordement au Réseau Public de Transport d'Electricité

N°TVA intracommunautaire : FRxx xxxx xxxx xxx

PAIEMENT DU 1er ACOMPTÉ AU TITRE DES ETUDES

Montant HT (EUR)	Montant TVA (19,6 %) (EUR)	Montant TTC (EUR)
xxxx €	yyyy €	zzzz €

PTF n° URSE-aaaa-xx du jj mois aaaa
Raccordement au RPT du [projet] de [producteur].

Montant à payer : zzzz €

N°TVA intracommunautaire de RTE : FR19 444 619 258

TVA sur les débits

Modalités de paiement :

- o Le règlement doit préciser les références de la PTF.
- o Après réception du règlement, une demande d'acompte portant la mention spéciale « Acquittée » vous sera adressée.
- o Le Producteur adresse à l'URSE émettrice de la PTF une copie du chèque ou un justificatif de virement avec la PTF originale signée.
 - Pour un règlement par chèque, le Producteur adresse son paiement à :
RTE- Agence comptable de Lille
TSA 91014
59709 Maro en Baroeul
 - Pour un règlement par virement bancaire, les coordonnées bancaires de RTE sont les suivantes :
SOCIETE GENERALE AGENCE PARIS OPERA
6 rue AUBER 75009 PARIS
IBAN: FR76 30003 04170 00020122549 - 73
SWIFT : SOGEFRPPHO



RTE EDF Transport, Société anonyme à directoire et conseil de surveillance

Au capital de 2 132 285 690 euros – RCS Nanterre 444 619 258

ANNEXE 5

VERSEMENT DU MONTANT POUR L'ENTREE EN FILE D'ATTENTE



Reseau de transport d'electricité

RESEAU DE TRANSPORT D'ELECTRICITE
Système Electrique xxx
Adresse de l'URSE

N° SIRET : 44451925001900
Code APE : 4010

Date : le jj mois aaaa

Identification et adresse du débiteur

nom

adresse

Identification et adresse du producteur :

Coordonnées identiques à celles du client facturé

Contribution financière du Producteur pour l'entrée ou le maintien
en file d'attente d'un projet d'installation de production d'électricité.

PTF n° URSE-xx-2010 du jj mois aaaa

« P max » : xxx MW

Montant à verser : xxx k€

- ☐ Entrée du projet en file d'attente
- ☐ Maintien du projet en file d'attente

Modalités de paiement :

- o Le règlement doit préciser les références de la PTF ci-dessus.
- o Le Producteur adresse à l'URSE émettrice de la PTF une copie du chèque ou un justificatif de virement avec une copie de la présente.
- o RTE accuse réception du versement.
- o Pour un règlement par chèque, le Producteur adresse son versement à :
RTE- Agence comptable de Lille
TSA 91014
59709 Marcq en Baroeul
- o Pour un règlement par virement bancaire, les coordonnées bancaires de RTE sont les suivantes :
SOCIETE GENERALE AGENCE PARIS OPERA
6 rue AUBER 75009 PARIS
IBAN: FR76 30003 04170 00020122649 - 73
SWIFT : SOGEFRPPHPO



RTE EDF Transport, Société anonyme à directoire et conseil de surveillance

Au capital de 2 132 285 690 euros – RCS Nanterre 444 619 258

1/1

Documentation Technique de Référence
Chapitre 8 – Trames types

Article 8.1.2 – Trame type de Proposition d'Entrée en File d'Attente Producteur

Document valide pour la période du 1^{er} juin 2010 à ce jour

15 [pages](#)

PROPOSITION D'ENTREE EN FILE D'ATTENTE
POUR LE PROJET D'INSTALLATION DE PRODUCTION
DE.....(NOM DU PRODUCTEUR)
AU RÉSEAU PUBLIC DE TRANSPORT D'ELECTRICITE

PEFA n° URSE-aaaa-xx

Auteur de la proposition :

RTE EDF Transport, société anonyme à conseil de surveillance et directoire au capital de 2 132 285 690 euros, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Nanterre sous le numéro 444 619 258, dont le siège social est situé Tour Initiale, 1 terrasse Bellini TSA 41000, 92919 LA DEFENSE CEDEX,

représenté par(Nom du Directeur), en sa qualité de Directeur de l'Unité Système Electrique(Nom de l'USE), dûment habilité à cet effet,

ci-après désigné par « RTE ».

Bénéficiaire :

.....(Raison sociale du Producteur), ...(Indiquer la forme juridique : société anonyme, société à responsabilité limitée...), immatriculé(e) sous le numéro au Registre du Commerce et des Sociétés de(Nom du lieu d'immatriculation), dont le siège social est à(Adresse),

ci-après désigné(e) par « nom » ou le « Producteur ».

Ou par défaut, dénommés individuellement une « Partie » ou, conjointement les « Parties »

Il a été convenu et arrêté ce qui suit :

(Les textes écrits en italique, entre parenthèses et surlignés en jaune devront être supprimés dans la version définitive.)

SOMMAIRE

ARTICLE 1 DEFINITIONS.....	5
ARTICLE 2 OBJET	6
ARTICLE 3 DUREE DE VALIDITE DE LA PEFA.....	6
ARTICLE 4 ETUDE APPROFONDIE	6
ARTICLE 5 DEMANDE DE PROPOSITION TECHNIQUE ET FINANCIERE.....	6
ARTICLE 6 CONDITIONS D’ENTREE ET DE MAINTIEN EN FILE D’ATTENTE.....	6
6-1 ENTREE EN FILE D’ATTENTE.....	7
6-2 MAINTIEN EN FILE D’ATTENTE.....	7
ARTICLE 7 MODALITES DE PAIEMENT	7
ARTICLE 8 REGLEMENTATION APPLICABLE.....	7
ARTICLE 9 RETRACTATION.....	8
ARTICLE 10 CESSION.....	8
ARTICLE 11 CONFIDENTIALITE	8
11-1 NATURE DES INFORMATIONS CONFIDENTIELLES.....	8
11-2 CONTENU DE L’OBLIGATION DE CONFIDENTIALITE.....	8
11-3 DUREE DE L’OBLIGATION DE CONFIDENTIALITE	9
ARTICLE 12 INTEGRALITE DE L’ACCORD ENTRE LES PARTIES.....	9
ARTICLE 13 CONTESTATIONS.....	9
ANNEXES.....	9

PREAMBULE

Rappel succinct :

- *des termes de la demande d'étude approfondie ;*
- *des échanges avec le producteur ;*
- *de la solution objet de la PEFA*

Article 1 Définitions

Les mots ou groupes de mots utilisés dans la présente Proposition d'Entrée en File d'Attente et dont la première lettre est en majuscule ont la signification qui leur est donnée dans la réglementation, ou à défaut dans la Documentation Technique de Référence, ou à défaut ci-dessous :

CART :

Contrat entre RTE et le Producteur relatif à l'accès au RPT.

Documentation Technique de Référence (DTR) :

La Documentation technique de référence précise les modalités pratiques d'exploitation et d'utilisation du réseau, en conformité avec les dispositions législatives et réglementaires ainsi qu'avec les décisions de la Commission de régulation de l'énergie, notamment en matière de raccordement, d'accès au réseau et de gestion de l'équilibre des flux. La version applicable est celle en vigueur à la date d'envoi de la présente PEFA.

Etude approfondie

Etude réalisée par RTE à la demande du Producteur dont l'objet est de comparer différentes solutions de raccordement. Cette étude peut être demandée par le Producteur avant la demande de Proposition Technique et Financière (PTF) ; elle est jointe à une Proposition d'Entrée en File d'Attente (PEFA) .

File d'Attente

Dispositif de réservation de la capacité du RPT mis en place par RTE pour gérer les demandes de raccordement sur une même zone. Cette réservation de capacité, ou entrée en File d'Attente, se fait suivant la règle du « premier arrivé, premier servi ». A l'entrée en File d'Attente est associée si nécessaire une durée d'effacement prévisionnelle de la production de l'installation. Les conditions d'entrée en File d'Attente sont définies dans la Procédure de raccordement.

Procédure de raccordement

« Procédure de traitement des demandes de raccordement des installations de production d'électricité au réseau public de transport » publiée sur le site Internet de RTE (www.rte-france.com) et approuvée par la Commission de régulation de l'énergie.

Proposition Technique et Financière (PTF)

Devis établi par RTE sur la base de données techniques précises fournies par le Producteur dont l'objet est d'établir les conditions techniques du raccordement, son coût et ses délais de réalisation ainsi que la description de son réseau d'évacuation. Elle fournit le cas échéant le volume maximal des limitations temporaires.

Article 2 Objet

La présente PEFA a pour objet de définir les conditions d'entrée en File d'Attente du projet d'installation de production d'électricité pour lequel le Producteur a demandé à RTE une Etude approfondie qui figure en annexe.

Article 3 Durée de validité de la PEFA

Cette PEFA engage RTE pendant une durée de 3 mois à compter de la date d'envoi au Producteur. Ce délai peut être prorogé dans les conditions prévues à l'article 4-4-3 de la Procédure de raccordement.

La signature de la PEFA par le Producteur dans ce délai permet l'entrée du projet objet de l'étude approfondie en File d'attente dans les conditions définies à l'article 6. Si ces conditions ne sont pas respectées, la PEFA est caduque de plein droit et n'engage plus RTE.

Dans cette hypothèse, si le Producteur souhaite une nouvelle étude approfondie, il adressera à RTE une nouvelle demande.

Une fois signée par les Parties, la PEFA a une durée de validité limitée d'un mois. Cette durée est automatiquement prorogée d'un délai supplémentaire si le Producteur fait une demande de PTF conformément à l'article 5. La durée de cette prorogation est égale à la somme du délai convenu entre les Parties pour la remise de la PTF et du délai convenu entre les Parties pour la réponse du Producteur à cette PTF.

Article 4 Etude approfondie

L'Etude approfondie annexée à la présente PEFA est le résultat des études menées par RTE sur la base des données fournies par le Producteur et des échanges entre les Parties.

Elle fournit une estimation des coûts et des délais de réalisation des ouvrages de raccordement qui y sont décrits ainsi que, le cas échéant les volumes de limitation.

Les coûts et les délais de réalisation des Ouvrages d'extension sont donnés à titre indicatif et ne constituent pas un engagement de RTE.

Les volumes de limitation annoncés le cas échéant engagent RTE pendant la durée de validité de la PEFA.

Article 5 Demande de Proposition Technique et Financière

Le Producteur s'engage à demander à RTE une Proposition Technique et Financière dans un délai d'un mois à compter de la signature par lui de la présente PEFA conformément à l'article 4.4 de la Procédure de raccordement.

A défaut, le projet objet de la présente PEFA est retiré de la File d'attente.

Article 6 Conditions d'entrée et de maintien en File d'Attente

Le Producteur s'engage à respecter les dispositions de la Procédure de raccordement en vigueur à la date d'envoi de la PEFA par RTE.

PEFA n°: URSE-2010-xx du jj mois aaaa pour [nom du Producteur]
Entrée en file d'attente d'une installation de type [...] de XX MW installés.

6-1 Entrée en File d'attente

Le projet d'installation de production, objet de la présente PEFA entre en File d'Attente à la date de réception par RTE d'un exemplaire original de la présente PEFA signée par le Producteur et accompagnée de l'un des documents visés dans l'annexe de la Procédure de raccordement ou du versement de la somme forfaitaire.

Le versement de cette somme forfaitaire se fait au moyen du document annexé à la présente PEFA.

6-2 Maintien en File d'attente

Le Producteur s'engage à respecter les conditions de maintien en File d'Attente ~~prévues dans~~ définies à l'article 5-2 de la Procédure de raccordement.

Article 7 Modalités de paiement

Dans l'hypothèse où le Producteur choisit l'entrée en File d'attente par paiement d'une somme forfaitaire, il peut effectuer son règlement par chèque ou par virement bancaire en utilisant la demande d'avance jointe à la PEFA.

Le versement doit intervenir concomitamment à l'acceptation de la PEFA.

Après réception du règlement, RTE adressera au Producteur une attestation d'avance sur laquelle sera apposée la mention « acquittée ».

Pour un paiement par virement, les coordonnées du compte bancaire de RTE sont les suivantes :

Société Générale – Agence de Paris Opéra

6, rue Auber 75009 Paris

IBAN: FR76 30003 04170 00020122549 - 73 - SWIFT : SOGEFRPPHPO

L'ordre de virement doit comporter la référence de la PEFA. Pour un virement SWIFT, le Producteur demande à sa banque d'indiquer la référence de la PEFA dans le champ « *motifs de paiement* ». En cas d'absence de cette identification, des frais de gestion d'un montant de 100 euros sont facturés au Producteur.

Pour un paiement par chèque, le Producteur adresse son paiement à :

RTE - Agence comptable de Lille

TSA 91014

59079 Marcq en Baroeul

Le Producteur adresse à RTE une copie du chèque ou un justificatif de virement avec la PEFA originale signée par lui.

Article 8 Réglementation applicable

Les prescriptions applicables au raccordement de l'Installation sont celles des textes réglementaires en vigueur à la date de demande de la PTF. Les exigences de RTE contenues dans la Documentation Technique de Référence² et applicables à l'Installation, seront exprimées par RTE

² DTR sur le site internet de RTE

PEFA n°: URSE-2010-xx du jj mois aaaa pour [nom du Producteur]
Entrée en file d'attente d'une installation de type [...] de XX MW installés.

dans les cahiers des charges remis avec la Convention d'Engagement de Performances et la Convention de Raccordement.

Article 9 Rétractation

Après l'acceptation de la PEFA, le Producteur peut à tout moment renoncer au raccordement de son Installation par l'envoi à RTE d'une lettre recommandée avec demande d'avis de réception.

La rétractation ne donne lieu à restitution des sommes versées le cas échéant pour l'entrée du projet en File d'attente, que dans le cas prévu à l'article 5.4 de la Procédure de raccordement.

Article 10 Cession

La présente PEFA n'est cessible qu'à une société contrôlée par le Producteur, à la société contrôlant le Producteur ou à une société contrôlée par la société contrôlant le Producteur, au sens de l'article L.233-3 du code de commerce, sous réserve de l'information écrite préalable de RTE.

Article 11 Confidentialité

11-1 Nature des informations confidentielles

En application de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000, RTE doit préserver la confidentialité des informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique dont la communication serait de nature à porter atteinte aux règles de concurrence libre et loyale et de non-discrimination imposées par la loi et dont la liste et les conditions sont fixées par le décret n° 2001-630 du 16 juillet 2001.

Pour les informations non visées par ce décret, chaque partie détermine et en informe l'autre partie, par tout moyen à sa convenance, les informations, de tout type et sur tout support, qu'elle considère comme confidentielles.

11-2 Contenu de l'obligation de confidentialité

Pour les informations confidentielles visées par le décret précité et conformément à son article 2-II, le Producteur autorise RTE à communiquer à des tiers (par exemple à une entreprise intervenant dans le cadre des procédures administratives ou chargée d'exécuter pour le compte de RTE des études pour le raccordement...) ces informations confidentielles si cette communication est nécessaire à l'exécution de la présente PEFA.

Pour les informations confidentielles non visées par le décret précité, RTE et le Producteur s'autorisent à communiquer à des tiers ces informations confidentielles si cette communication est nécessaire à l'exécution de la présente PEFA.

RTE et le Producteur s'engagent à ce que les tiers, destinataires d'informations confidentielles dans les conditions ci-dessus, prennent les mêmes engagements de confidentialité que ceux définis au présent article. A ce titre, la partie destinataire d'une information confidentielle s'engage à prendre, vis-à-vis de ses salariés, des sous-traitants et de toute personne physique ou morale qu'elle mandate pour participer à l'exécution de la présente PEFA, toutes les mesures utiles, notamment contractuelles, pour faire respecter par ceux-ci la confidentialité des informations dont ils pourraient

avoir connaissance. Elle prend, en outre, toutes les dispositions utiles pour assurer la protection physique de ces informations, y compris lors de l'archivage de celles-ci.

Chaque Partie notifie par écrit, dans les plus brefs délais, à l'autre Partie toute violation ou présomption de violation des obligations découlant du présent article.

Les obligations résultant du présent article ne s'appliquent pas, en cas de divulgation d'une information confidentielle :

- si la Partie qui en est à l'origine apporte la preuve que cette information était déjà accessible au public ou a été reçue ou obtenue par elle, licitement, sans violation des dispositions du présent article ;
- dans les cas visés par le décret n° 2001-630 du 16 juillet 2001 susvisé ;
- dans le cadre de l'application de dispositions législative ou réglementaire (procédures administratives de construction des ouvrages de raccordement notamment) ;
- dans le cadre d'une procédure contentieuse impliquant le Producteur et RTE.

11-3 Durée de l'obligation de confidentialité

RTE et le Producteur s'engagent à respecter le présent engagement de confidentialité pendant une durée de cinq ans après l'expiration de la Convention de Raccordement.

Article 12 Intégralité de l'accord entre les Parties

Cette PEFA annule et remplace toutes propositions, tous documents, échanges de lettre relatifs au même objet qui auraient pu être établis antérieurement à sa date de signature par RTE.

Les annexes font partie intégrante de la présente PEFA.

Article 13 Contestations

En cas de contestation relative à l'interprétation ou l'exécution de la PEFA, les Parties se rencontrent en vue de rechercher une solution amiable. A cet effet, la Partie demanderesse adresse à l'autre Partie une demande précisant :

- La référence de la PEFA (titre et date de signature) ;
- L'objet de la contestation ;
- La proposition d'une rencontre en vue de régler à l'amiable le litige.

A défaut d'accord à l'issue d'un délai de 30 jours à compter de la demande susvisée, conformément à l'article 38 de la loi n°2000-108, « en cas de différend entre les gestionnaires des réseaux publics de transport ou de distribution lié à l'accès aux dits réseaux ou à leur utilisation, notamment en cas de refus d'accès [...] ou de désaccord sur la conclusion, l'interprétation ou l'exécution des contrats, la Commission de régulation de l'énergie peut être saisie par l'une ou l'autre des parties ».

Les litiges portés devant une juridiction sont soumis au Tribunal de Commerce de Paris.

Annexes

Les annexes font intégralement partie de la présente PEFA.

Annexe 1 : Etude approfondie

Annexe 2 : Versement du montant associé à l'entrée en File d'Attente

Pour RTE EDF TRANSPORT SA
Système Electrique XXX

A

Le ____/____/____

Pour le Producteur

A _____

Le ____/____/____

ANNEXE 1

ETUDE APPROFONDIE

1. La demande d'Etude approfondie du Producteur :

Le jj/mm/aaaa, le Producteur a formulé la demande suivante :

Rappel des termes de la demande, notamment les caractéristiques du projet d'Installation

2. Les solutions envisagées et les discussions avec le Producteur ayant conduit à la solution préférentielle :

→ Solutions identifiées par RTE et discutées avec le Producteur le jj/mm/aaaa (à M+1)

Solution 1

Solution 2

Solution n

→ Principales conclusions de cette réunion :

Solutions écartées et motifs

Solutions à approfondir

Solution 1

Solution 2

→ Ces solutions ont été discutées entre les Parties le jj/mm/aaaa (à M+2)

→ Principales conclusions de cette réunion :

Solutions écartées et motifs

→ Le Producteur a demandé à RTE une PEFA sur la solution suivante :

Solution préférentielle

3. Solution de raccordement objet de la PEFA

Rappel : le Producteur est tenu de formaliser sa demande de PTF à RTE dans un délai d'un mois après l'acceptation de la PEFA.

La puissance active maximale de l'installation de production (P_{max}) définie comme la valeur contractuelle correspondant à la puissance active maximale que fournira l'installation de production au point de livraison en fonctionnement normal et sans limitation de durée, les réserves de réglage primaire et secondaire fréquence/puissance étant utilisées à leurs limites constructives est de MW.

La puissance de Raccordement (P_{rac}) définie comme la puissance active maximale pour laquelle Producteur demande que soit dimensionné le raccordement en injection est de MW.

a) Schéma de raccordement

Point de raccordement au RPT et Potentiel de Raccordement de ce point :

b) Réseau d'évacuation

c) Domaine de tension

Le domaine de tension de raccordement de référence est le ... kV.

Le raccordement de l'Installation au RPT sera effectué à la tension ... kV.

d) Point de livraison

e) Estimation du coût de réalisation des Ouvrages de raccordement

Le coût de réalisation des Ouvrages de raccordement est estimé à
Cette donnée n'est pas engageante pour RTE.

f) Estimation du délai de réalisation des Ouvrages de raccordement

Le délai de réalisation des Ouvrages de raccordement est estimé à
Cette donnée n'est pas engageante pour RTE.

g) Capacité limitée du RPT

Description des risques d'effacements éventuels.

ANNEXE 2

VERSEMENT DU MONTANT ASSOCIE A L'ENTREE EN FILE D'ATTENTE



Reseau de transport d'Electricité

RESEAU DE TRANSPORT D'ELECTRICITE

Système Electrique xxx

Adresse de l'URSE

N° SIRET : 44461925001900

Code APE : 401C

Date : le jj mois aaaa

Identification et adresse du débiteur

nom

adresse

Identification et adresse du producteur :

Coordonnées identiques à celles du client facturé

Contribution financière du Producteur pour l'entrée ou le maintien en file d'attente d'un projet d'installation de production d'électricité.

PTF n° : URSE-xx-2010 du jj mois aaaa

« P max » : xxx MW

Montant à verser : xxx k€

- ☐ Entrée du projet en file d'attente
- ☐ Maintien du projet en file d'attente

Modalités de paiement :

- o Le règlement doit préciser les références de la PTF ci-dessus.
- o Le Producteur adresse à l'URSE émettrice de la PTF une copie du chèque ou un justificatif de virement avec une copie de la présente.
- o RTE accuse réception du versement.
- o Pour un règlement par chèque, le Producteur adresse son versement à :
RTE- Agence comptable de Lille
TSA 91014
59709 Marcq en Baroeul
- o Pour un règlement par virement bancaire, les coordonnées bancaires de RTE sont les suivantes :
SOCIETE GENERALE AGENCE PARIS OPERA
6 rue AUBER 75009 PARIS
IBAN: FR76 30003 04170 00020122649 - 73
SWIFT : SOGEPFRPPHPO



RTE EDF Transport, Société anonyme à directoire et conseil de surveillance

Au capital de 2 132 285 690 euros – RCS Nanterre 444 619 258

1/1

PEFA n°: URSE-2010-xx du jj mois aaaa pour [nom du Producteur]
Entrée en file d'attente d'une installation de type [...] de XX MW installés.



Référentiel Technique
Chapitre 8 – Trames type
Article 8.2 – Trame type de Convention d'Engagement de
Performance

Document valide pour la période du 15 mai 2008 à ce jour

17 [pages](#)

CONVENTION D'ENGAGEMENT DE PERFORMANCES
DE [NOM DU PRODUCTEUR] POUR SON INSTALLATION DE [NOM DE
L'INSTALLATION]

Entre :

[Raison sociale du Producteur], [Indiquer la forme juridique : société anonyme, société à responsabilité limitée...], dont le siège social est à [Adresse], immatriculé(e) sous le N° [...] au Registre du Commerce et des Sociétés [Nom du lieu d'immatriculation],

représenté(e) par [Nom du signataire], en sa qualité de [A préciser : par exemple Président Directeur Général, Gérant], dûment habilité(e) à cet effet,

ci-après désigné(e) par le « Producteur ».

d'une part,

et,

RTE EDF Transport, société anonyme à conseil de surveillance et directoire au capital de 2 132 285 690 euros, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Nanterre sous le numéro 444 619 258, dont le siège social est situé Tour Initiale, 1 terrasse Bellini TSA 41000, 92919 LA DEFENSE CEDEX,

représenté par [Nom du Directeur], en sa qualité de Directeur de l'unité Système Electrique [Nom de l'USE], dûment habilité à cet effet,

ci-après désigné par « RTE »,

d'autre part.

[Les textes écrits en italique, entre crochets et surlignés en jaune devront être supprimés dans la version définitive.]

Les textes encadrés devront être maintenus si le cas se présente.

SOMMAIRE

CHAPITRE 1 - GENERALITES	5
ARTICLE 1-1 OBJET	5
ARTICLE 1-2 DEFINITIONS	5
CHAPITRE 2 – DISPOSITIONS TECHNIQUES.....	6
ARTICLE 2-1 EXIGENCES REGLEMENTAIRES RELATIVES AUX CARACTERISTIQUES ET PERFORMANCES DE L'INSTALLATION	6
ARTICLE 2-2 EXIGENCES DE RTE.....	6
ARTICLE 2-3 CONTROLES AVANT LA MISE EN SERVICE INDUSTRIEL DE L'INSTALLATION	7
2-3-1 Contrôles avant la Mise en Service du Raccordement	7
2-3-2 Contrôles avant le premier couplage du ou des groupes de production au RPT	7
2-3-3 Contrôles pendant la période d'essais avant la Mise en Service Industriel de l'Installation	8
ARTICLE 2-4 TRAITEMENT DES NON-CONFORMITES AVANT LA MISE EN SERVICE INDUSTRIEL DE L'INSTALLATION	8
ARTICLE 2-5 VERIFICATION DES PERFORMANCES – CONTROLES EN EXPLOITATION	8
ARTICLE 2-6 TRAITEMENT DES ECARTS DE PERFORMANCE EN EXPLOITATION	9
ARTICLE 2-7 MODIFICATIONS DE L'INSTALLATION.....	10
CHAPITRE 3 – DISPOSITIONS DIVERSES	11
ARTICLE 3-1 ENTREE EN VIGUEUR ET DUREE	11
ARTICLE 3-2 CONFIDENTIALITE	11
3-2-1 Nature des informations confidentielles.....	11
3-2-2 Contenu de l'obligation de confidentialité	11
3-2-3 Durée de l'obligation de confidentialité.....	12
ARTICLE 3-3 RESILIATION	12
ARTICLE 3-4 INTEGRALITE DE L'ACCORD ENTRE LES PARTIES.....	12
ARTICLE 3-5 CONTESTATIONS	12
ARTICLE 3-6 FRAIS DE TIMBRE ET D'ENREGISTREMENT	13
ARTICLE 3-7 PIECES ANNEXEES.....	13

Il a été préalablement exposé ce qui suit :

[Rappeler succinctement l'historique de l'affaire et mentionner, de manière générale, tout élément ayant influé sur le choix du schéma de raccordement.]

A titre d'exemple :

(Nom du Producteur) a décidé de construire sur le territoire de la commune de, dans le département de, une installation de production d'électricité.

De l'énergie électrique devant être injectée sur le Réseau Public de Transport (RPT), ...(Nom du Producteur) a demandé le raccordement de son installation au RPT.

Cette demande a fait l'objet d'une proposition technique et financière de RTE en date du....., proposition acceptée par(Nom du Producteur), le.....

Cette proposition technique et financière prévoit l'établissement de la présente convention engagement de performances.]

Ceci exposé, les parties sont convenues de ce qui suit :

CHAPITRE 1 - GENERALITES

Article 1-1 OBJET

La présente convention d'engagement de performances a pour objet de déterminer les conditions techniques, juridiques et financières relatives aux performances de l'Installation.

Article 1-2 DEFINITIONS

Les mots ou groupes de mots utilisés dans la présente convention et dont la première lettre est en majuscule ont la signification qui leur est donnée dans la réglementation, ou à défaut dans la Documentation Technique de Référence¹, ou à défaut ci-dessous :

CART :

Contrat entre RTE et le Producteur relatif à l'accès au RPT.

Convention d'Exploitation et de Conduite en Période d'Essais :

Convention entre RTE et le Producteur qui précise les relations d'exploitation et de conduite entre les Parties pendant la période d'essais de l'Installation. Etablie avant la Mise en Service du Raccordement, cette convention devient caduque à la signature de la Convention d'Exploitation et de Conduite.

Mise en Service du Raccordement

Les ouvrages constituant le raccordement sont raccordés aux points d'extrémité de l'Installation et la tension est renvoyée du RPT jusqu'aux bornes du sectionneur en limite de propriété de l'Installation.

Mise en Service Industriel de l'Installation

Une Installation est mise en service industriel quand toutes les autorisations ont été obtenues, que tous les contrôles ont été réalisés et sont déclarés conformes par RTE, et que la Convention d'Exploitation et de Conduite est signée par les deux parties.

¹ La Documentation Technique de Référence est publiée sur le site internet de RTE (<http://www.rte-france.com/htm/fr/mediatheque/offre.jsp>). La version de référence est celle publiée en date du ...
Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, même partielle, est interdite sauf autorisation écrite de RTE.

CHAPITRE 2 – DISPOSITIONS TECHNIQUES

Article 2-1 EXIGENCES REGLEMENTAIRES RELATIVES AUX CARACTERISTIQUES ET PERFORMANCES DE L'INSTALLATION

L'Installation doit respecter l'ensemble des prescriptions contenues dans les textes réglementaires (décret 2003-588 du 27 juin 2003 et son arrêté d'application du 4 juillet 2003) qui lui sont applicables, et ceci pendant toute sa durée de vie.

Article 2-2 EXIGENCES DE RTE

Les exigences de RTE contenues dans la Documentation Technique de Référence¹ et applicables à l'Installation sont exprimées :

- Dans le « cahier des charges pour l'installation des équipements de comptage des énergies de l'Installation » annexé à la Convention de Raccordement ;
- Dans les cahiers des charges listés ci-dessous et joints en annexe 2 :
 - « Système de protection et performances d'élimination des défauts d'isolement de l'Installation » ;
 - « Cahier des charges des capacités constructives de l'Installation ».

- [Le cas échéant :] « Cahier des charges pour l'installation d'un équipement de téléconduite sur l'Installation » ;

Dossier technique de l'Installation :

Avant la Mise en Service Industriel de l'Installation, le Producteur constitue le dossier technique de son Installation qui comprend les éléments suivants :

- Un dossier performance qui est le recueil d'une partie des performances de l'Installation. Il contient des données constructives de l'Installation et les résultats des simulations et des essais décrits dans le « Cahier des charges des Capacités Constructives » visé à l'Article 2-1 ;
- Des attestations relatives à la qualification des matériels HTB du poste du Producteur, à la conformité du système de téléinformation, et à la conformité du système de protection et de téléinformation ;
- Un dossier caractéristiques techniques qui rassemble les caractéristiques de l'Installation telles que demandées dans la fiche n°1 « Données » du « Cahier des charges des Capacités Constructives » visé à l'Article 2-1.

Ce dossier technique, une fois constitué par le Producteur, est annexé à la présente convention (annexe 3).

Ces documents sont, si besoin, mis à jour après la Mise en Service Industriel de l'Installation.

Article 2-3 CONTROLES AVANT LA MISE EN SERVICE INDUSTRIEL DE L'INSTALLATION

2-3-1 Contrôles avant la Mise en Service du Raccordement

Le Producteur réalise les contrôles avant la Mise en Service du Raccordement spécifiés par RTE dans des fiches 1 à 4 annexées au « Cahier des charges des Capacités Constructives » visé à l'Article 2-1, et constitue le dossier technique intermédiaire. Ces contrôles portent sur :

- les caractéristiques techniques de l'Installation à transmettre à RTE ;
- les attestations de conformité de l'Installation aux autres cahiers des charges (protection et télé information) ;

RTE vérifie que :

- la liste des caractéristiques techniques est complète et les valeurs fournies sont cohérentes ;
- les attestations sont fournies ;

La Mise en Service du Raccordement ne peut intervenir avant que l'ensemble de ces contrôles ait été effectué et que le dossier technique intermédiaire soit complet.

Si un critère de conformité n'est pas respecté, la procédure relative au traitement des non-conformités visée à l'Article 2-4 est appliquée.

Si le dossier technique intermédiaire est complet et si les critères de conformité sont respectés, RTE et le Producteur peuvent signer une Convention d'Exploitation et de Conduite en Période d'Essais.

2-3-2 Contrôles avant le premier couplage du ou des groupes de production au RPT

Le Producteur réalise les contrôles avant le premier couplage du ou des groupes de production au RPT spécifiés par RTE dans des fiches 5 à 10 annexées au « Cahier des charges des Capacités Constructives » visé à l'Article 2-1, et complète le dossier technique intermédiaire. Ces contrôles portent sur les simulations à réaliser.

RTE vérifie que l'ensemble des simulations demandées a été effectué et les critères de conformité aux exigences de RTE sont respectés.

Le premier couplage du ou des groupes de production au RPT ne peut intervenir avant que l'ensemble de ces contrôles ait été effectué et que le dossier technique intermédiaire soit complet.

Si un critère de conformité n'est pas respecté, la procédure relative au traitement des non-conformités visée à l'Article 2-4 est appliquée.

Si le dossier technique intermédiaire est complet et si les critères de conformité sont respectés, le Producteur est autorisé à coupler son ou ses groupes de production au RPT.

2-3-3 Contrôles pendant la période d'essais avant la Mise en Service Industriel de l'Installation

Le Producteur réalise les contrôles avant la Mise en Service Industriel de l'Installation, spécifiés par RTE dans des fiches 1 à [22] annexées au « Cahier des charges de Capacités Constructives » visé à l'Article 2-1, et constitue le dossier technique final.

A réception du dossier technique final, RTE vérifie que :

- la mise à jour éventuelle du dossier intermédiaire n'entraîne pas de non-conformité,
- l'ensemble des essais demandés ont été effectués et que les critères de conformité sont respectés.

Ces contrôles correspondent à des essais réels qui nécessitent que l'Installation soit connectée au RPT. Ces essais impliquent RTE et le Producteur, chacun étant responsable des manœuvres et des mesures réalisées sur ses installations. Les modalités pratiques de réalisation de ces contrôles sont définies dans la Convention d'Exploitation et de Conduite en Période d'Essais.

La Mise en Service Industriel de l'Installation ne peut intervenir avant que l'ensemble de ces contrôles ait été effectué et que le Dossier technique soit complet.

Si un critère de conformité n'est pas respecté, la procédure relative au traitement des non-conformités visée à l'Article 2-4 est appliquée.

Si le dossier technique de l'Installation est complet et si les critères de conformité sont respectés, RTE et le Producteur peuvent signer la Convention d'Exploitation et de Conduite. La Mise en Service Industriel de l'Installation intervient une fois cette convention signée.

Article 2-4 TRAITEMENT DES NON-CONFORMITES AVANT LA MISE EN SERVICE INDUSTRIEL DE L'INSTALLATION

En cas de non-conformité des performances de l'Installation aux exigences de RTE, deux cas peuvent se présenter :

- Si cette non-conformité affecte de manière importante la sûreté du système électrique et/ou la sécurité des personnes et des biens, la Mise en Service du Raccordement ou la Mise en Service Industriel de l'Installation ne peuvent intervenir qu'après que le Producteur aura apporté la preuve de la conformité de son Installation.
- Si cette non-conformité n'affecte pas de manière importante la sûreté du système électrique ou la sécurité des personnes et des biens, la Mise en Service du Raccordement ou la Mise en Service Industriel de l'Installation pourra intervenir, sous réserve de l'engagement du Producteur de remettre en conformité l'Installation dans un délai convenu avec RTE comme indiqué à l'Article 2-6. Si des non-conformités subsistent au-delà de ce délai, le Producteur procédera à un découplage immédiat de son Installation et ne sera autorisé à se recoupler que lorsqu'il aura établi que la mise en conformité a été réalisée.

Article 2-5 VERIFICATION DES PERFORMANCES – CONTROLES EN EXPLOITATION

Le Producteur est responsable des performances de son Installation et de leur contrôle en exploitation.

RTE peut demander au Producteur de réaliser des simulations ou des essais destinés à vérifier le respect des exigences de RTE.

De plus, RTE peut procéder à des contrôles sous la forme d'audits, de mesures, de simulations ou d'essais avec la participation du Producteur. Ces contrôles peuvent porter notamment sur les domaines de performances de l'Installation. Ces contrôles sont assurés de manière contradictoire par RTE et le Producteur.

La planification de ces contrôles est réalisée conformément au contrat de Gestion Prévisionnelle.

Le Producteur autorise RTE à pénétrer dans le poste électrique du Producteur, à toute époque, sans délai et dans le respect des règles d'accès définies dans la Convention d'Exploitation et de Conduite, sans que RTE encoure de ce fait aucune responsabilité quelconque en cas de défectuosité des installations électriques. RTE pourra effectuer, à cette occasion, tous les contrôles nécessaires pour vérifier que l'Installation ne provoque pas de perturbation sur le RPT.

Si la mise en œuvre des contrôles entraîne un préjudice pour le Producteur alors que l'Installation est en conformité avec les prescriptions qui lui sont applicables, RTE prendra en charge le coût de ces contrôles et indemnisera le préjudice subi par le Producteur selon les stipulations du CART.

Inversement, si les essais révèlent un non-respect des prescriptions, le coût des contrôles et le préjudice lié à la perte de production seront à la charge du Producteur.

Article 2-6 TRAITEMENT DES ECARTS DE PERFORMANCE EN EXPLOITATION

Le Producteur notifie à RTE tout écart temporaire de performance de l'Installation dès qu'il en a connaissance et au plus tard dans un délai de 24 heures. De son côté, RTE notifie au Producteur tout écart de performance qu'il a pu détecter. Le Producteur communique alors à RTE dans les meilleurs délais le niveau dégradé de la performance, une analyse des conséquences pour l'Installation et, au plus tard dans un délai d'un mois, une proposition de date de mise en conformité.

Si la date de mise en conformité convenue ne peut être respectée, le Producteur transmet à RTE les éléments justifiant ce retard et propose une nouvelle date de mise en conformité.

Si, dans l'attente de la mise en conformité de l'Installation, la dégradation d'une performance ne permet pas à RTE de respecter les règles normales d'exploitation du système électrique suivantes :

- Contraintes de tensions haute ou basse (tension haute : atteinte ou études montrant l'atteinte de la limite du régime exceptionnel ; tension basse : études montrant l'atteinte de la limite du régime exceptionnel ou conduisant à prendre des mesures particulières d'exploitation pour éviter l'effondrement de tension).
- Contraintes de stabilité (études montrant des risques de rupture de synchronisme suite à court-circuit normalement éliminé avec extension à des groupes proches sans parade possible par des modifications de topologie de réseau ; oscillations permanentes induisant des perturbations chez des clients alentours : passage intempestif de prises de transfert, déclenchement de process clients, ...)

- Dégradation de la qualité chez des clients (perturbations avérées chez des clients : flicker, harmoniques, à coup de tension, déséquilibre),

RTE pourra demander au Producteur, après justification de ces contraintes, de limiter le fonctionnement de l'Installation, voire d'arrêter l'Installation, afin de lever ces contraintes. Dans ce cas, les éventuelles conséquences financières de ces limitations seront à la charge du Producteur.

Si l'écart de performance est susceptible d'affecter la sécurité du système électrique et/ou la sécurité des personnes et des biens, RTE peut procéder à la déconnexion de l'Installation. La reconnexion de l'Installation intervient lorsque le Producteur a apporté la preuve de la mise en conformité de l'Installation.

Le traitement des écarts de performance qui relèvent de contrats avec contrepartie financière à la charge de RTE est fait conformément aux dispositions de ces contrats.

Article 2-7 MODIFICATIONS DE L'INSTALLATION

Le Producteur informe RTE dans les meilleurs délais de toute modification des caractéristiques de l'Installation telles qu'elles figurent dans le Dossier technique de l'Installation. En cas de modification permanente d'une donnée technique, le Dossier technique de l'Installation est mis à jour.

CHAPITRE 3 – DISPOSITIONS DIVERSES

Article 3-1 ENTREE EN VIGUEUR ET DUREE

La présente convention prend effet à la date de sa signature par les parties.

Elle est conclue pour une durée indéterminée sauf dénonciation par lettre recommandée avec demande d'avis de réception. La convention expire 3 mois après la réception de cette lettre..

A l'expiration de la présente convention, il est procédé à la déconnexion de l'Installation.

Article 3-2 CONFIDENTIALITE

3-2-1 Nature des informations confidentielles

En application de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000, RTE doit préserver la confidentialité des informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique dont la communication serait de nature à porter atteinte aux règles de concurrence libre et loyale et de non-discrimination imposées par la loi et dont la liste et les conditions sont fixées par le décret n° 2001-630 du 16 juillet 2001.

Pour les informations non visées par ce décret, chaque partie détermine, par tout moyen à sa convenance, celles, de tout type et sur tout support, qu'elle considère comme confidentielles.

3-2-2 Contenu de l'obligation de confidentialité

Pour les informations confidentielles visées par le décret précité et conformément à son article 2-II, le Producteur autorise RTE à communiquer à des tiers ces informations confidentielles si cette communication est nécessaire à l'exécution de la présente convention.

Pour les informations confidentielles non visées par le décret précité, les parties s'autorisent à communiquer à des tiers ces informations confidentielles si cette communication est nécessaire à l'exécution de la présente convention.

Les parties s'engagent à ce que les tiers, destinataires d'informations confidentielles dans les conditions ci-dessus, prennent les mêmes engagements de confidentialité que ceux définis au présent article. A ce titre, la partie destinataire d'une information confidentielle s'engage à prendre, vis-à-vis de ses salariés, des sous-traitants, et de toute personne physique ou morale qu'elle mandate pour participer à l'exécution de la présente convention, toutes les mesures utiles, notamment contractuelles, pour faire respecter par ceux-ci la confidentialité de ces informations dont ils pourraient avoir connaissance. Elle prend, en outre, toutes les dispositions utiles pour assurer la protection physique de ces informations, y compris lors de l'archivage de celles-ci.

Chaque partie notifie par écrit, dans les plus brefs délais, à l'autre partie toute violation ou présomption de violation des obligations découlant du présent article.

Les obligations résultant du présent article ne s'appliquent pas si la partie destinataire d'une information confidentielle apporte la preuve que celle-ci, au moment de sa communication, était déjà accessible au public ou si la partie destinataire apporte la preuve que depuis sa

communication, cette information a été reçue par elle, d'un tiers, licitement, sans violation des dispositions du présent article.

3-2-3 Durée de l'obligation de confidentialité

Les parties s'engagent à respecter le présent engagement de confidentialité pendant une durée de cinq ans après l'expiration ou la résiliation de la présente convention.

Article 3-3 RESILIATION

Jusqu'à la Mise en Service du Raccordement, le Producteur peut à tout moment résilier la présente convention. La résiliation prend effet un mois après l'envoi à RTE d'une lettre recommandée avec demande d'avis de réception.

Sans préjudice de dommages et intérêts, elle peut être résiliée de plein droit et sans indemnité, en cas de non-respect par l'une des parties de ses obligations. La résiliation prend effet un mois après l'envoi d'une mise en demeure par lettre recommandée avec demande d'avis de réception restée infructueuse. Toutefois, ce délai peut être réduit par la mise en demeure, en fonction de la nature de l'inexécution, notamment en cas d'atteinte à la sécurité des personnes et des biens. Dans cette hypothèse, le délai est indiqué dans la mise en demeure qui est adressée par télécopie et confirmée par lettre recommandée avec demande d'avis de réception.

En cas de résiliation, il est procédé à la déconnexion de l'Installation selon les modalités du CART.

Article 3-4 INTEGRALITE DE L'ACCORD ENTRE LES PARTIES

La présente convention constitue l'expression du plein et entier accord des parties relativement à son objet. Ses dispositions annulent et remplacent toutes propositions, tous documents, échanges de lettres relatifs au même objet qui auraient pu être établis antérieurement à son entrée en vigueur.

Les annexes font partie intégrante de la présente convention.

Article 3-5 CONTESTATIONS

En cas de contestation relative à l'interprétation ou à l'exécution de la présente convention, les parties s'engagent à discuter des moyens de résolution amiables.

A cet effet, la partie demanderesse adresse à l'autre partie une lettre recommandée avec demande d'avis de réception en précisant :

- La référence du Contrat (titre et date de signature) ;
- L'objet de la contestation ;
- La proposition d'une rencontre en vue de régler à l'amiable le litige.

A défaut d'accord à l'issue d'un délai de 30 jours à compter de la date de la lettre recommandée avec demande d'avis de réception susvisée et conformément à l'article 38 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000, la Commission de Régulation de l'Energie peut être saisie par l'une ou l'autre des parties.

Les litiges portés devant une juridiction sont soumis au Tribunal de commerce de Paris.

Article 3-6 FRAIS DE TIMBRE ET D'ENREGISTREMENT

La présente convention est dispensée des frais de timbre et d'enregistrement.

Les droits éventuels d'enregistrement et de timbre seront à la charge de celles des parties qui aura motivé leur perception.

Article 3-7 PIECES ANNEXEES

Annexe 1 : Principales caractéristiques de l'Installation

Annexe 2 : Cahiers des charges

Annexe 3 : Dossier technique

Fait en double exemplaire,

A.....

Le

Pour le Producteur

Pour RTE

ANNEXE 1

PRINCIPALES CARACTERISTIQUES DE L'INSTALLATION (Données fournies par le Producteur)

[Décrire les ouvrages du Producteur et leurs principales caractéristiques, par exemple :

- les disjoncteurs avec leurs pouvoirs de coupure et leurs technologies,
- les sectionneurs, les sectionneurs à rupture brusque (SRB) et les tensions et intensités nominales,
- tenue diélectrique et mécanique de son Installation
- réducteurs de mesures et leur classe ainsi que les rapports et les puissances,
- transformateurs et leurs puissances,
- couplages, MALT, tensions primaire et secondaire ainsi que la tension de court-circuit ,
- groupes d'auto-production et leurs puissances, tension stator et apport en courant de court-circuit...
- automate de reprise de charge

Il faut aussi rappeler une partie des caractéristiques de la demande de raccordement pour l'Alimentation Principale et l'alimentation de secours (fiche des caractéristiques de la consommation avec le cas échéant l'apport du courant de court circuit de l'Installation, automate de délestage, $\tan(\varphi)$ uniquement pour les installations de consommation, ...)

Puissance active maximale de l'installation de production (P_{max}) définie comme la valeur contractuelle correspondant à la puissance active maximale que fournira l'installation de production au point de livraison en fonctionnement normal et sans limitation de durée, les réserves de réglage primaire et secondaire fréquence/puissance étant utilisées à leurs limites constructives :(indiquer la valeur)

Puissance de Raccordement d'une installation de consommation (P_{rac}) définie comme la valeur contractuelle correspondant à la puissance active maximale pour laquelle le Producteur demande que soit dimensionné le raccordement :(indiquer la valeur étant rappelé qu'au moment de la demande de raccordement, P_{rac} doit être à la fois supérieure ou égale à la puissance active maximale des charges de consommation et à la puissance active maximale totale des groupes de production présents dans l'installation).

Puissance active maximale de soutirage d'une installation de consommation ($P_{soutirage}$) définie comme la valeur contractuelle correspondant à la puissance active maximale que soutirera l'Installation au point de livraison du réseau public de transport : La valeur de cette puissance correspond à la valeur de la puissance souscrite qui est fixée dans la contrat d'accès au réseau.

Besoin en Pcc

Puissance polluante

...

Un schéma commenté peut utilement accompagner cette description.]

ANNEXE 2

CAHIERS DES CHARGES

[Préciser le contenu de cette annexe :

"Système de protection et performances d'élimination des défauts d'isolement" ;

le cas échéant, "Cahier des charges pour l'installation des équipements de comptage des énergies du Producteur" ;

"Cahier des charges pour l'installation d'un équipement de téléconduite sur l'Installation" ;

" Cahier des charges des capacités constructives de l'Installation ".

ATTENTION aux évolutions des performances et des données relatives à l'installation, Ces éléments doivent être mis à jour au fur et à mesure de l'évolution du raccordement et en fonction de l'évolution de l'Installation]

ANNEXE 3

DOSSIER TECHNIQUE

Documentation Technique de Référence

Chapitre 8 – Trames type

Article 8.3 – Trame type de Cahier des charges des capacités constructives pour une installation de production raccordée au RPT

Version 2 applicable à compter du 26 juillet 2011

113

[pages](#)

Cahier des charges des Capacités Constructives de [Nom de l'installation]

[Légende de la trame type :

- **Texte en italique, entre crochets et surligné en jaune.** Texte ne devant plus subsister dans le document envoyé au producteur. Généralement, commentaire directement applicable à l'alinéa qui le suit ou qui le précède, ou indication d'un emplacement à remplir avec une valeur numérique, un nom, ...
- **Texte en italique, entre crochet, surligné en bleu et commençant par : « Champ d'application ».** Texte ne devant plus subsister dans le document envoyé au producteur. Commentaire général applicable au paragraphe entier auquel il appartient et indiquant si le paragraphe en question doit subsister dans le document envoyé au producteur. Ne supprimer que le contenu du paragraphe et le remplacer par « Sans objet ».
- **Texte encadré.** Texte optionnel dont la condition de maintien ou de suppression est généralement exprimée dans un commentaire (texte italique entre crochets et surligné en jaune) contenu dans l'encadré.
- **Texte en italique, entre crochets et surligné en fuschia.** Commentaires provisoires ne devant pas subsister dans la trame type définitive et indiquant des points à éclaircir.]

SOMMAIRE

SOMMAIRE	3
1. Objet du document	5
2. Définitions	5
3. Capacités constructives de l'installation	5
3.1 Capacités constructives en réactif et réglage de la tension	5
3.1.1 Tension de dimensionnement U_{dim}	5
3.1.2 Transformateur <u>de groupe</u> <u>principale</u>	6
3.1.3 Capacités constructives de modulation du réactif	6
3.1.4 Réglage primaire de tension	7
3.1.5 Réglage secondaire de tension commandé en niveau de réactif (RST-APR)	8
3.1.6 Réglage secondaire coordonné de tension (RSCT)	11
3.1.7 Réglage secondaire de tension commandé en ΔU_c (RST- ΔU_c)	11
3.2 Réglage fréquence/puissance	12
3.2.1 Réglage primaire de fréquence	12
3.2.2 Réglage secondaire fréquence puissance (RSFP)	14
3.3 Comportement de l'installation pour la résolution des contraintes de transit	16
3.4 Comportement de l'installation lors des régimes exceptionnels	16
3.4.1 Conditions de découplage de l'installation lors des régimes exceptionnels	16
3.4.2 Couplage rapide après découplage fortuit sur aléa réseau	19
3.5 Participation au renvoi de tension et à la reconstitution du réseau	20
3.5.1 Reconstitution du réseau	20
3.5.2 Renvoi de tension	21
3.6 Contribution au maintien à l'équilibre d'un réseau séparé	21
3.7 Stabilité	22
3.7.1 Stabilité en petits mouvements	22
3.7.2 Stabilité sur report de charge	23
3.7.3 Stabilité sur court-circuit	24
3.7.4 Comportement en cas de rupture de synchronisme	25
3.7.5 Découplage réglage fréquence/tension	25
3.8 Non déclenchement sur creux de tension	25
3.9 Perturbations	28
3.10 Echanges d'informations	29
3.10.1 Transmission d'ordres à exécution rapide	29
3.10.2 Nature des informations échangées	29
3.10.3 Performances attendues pour la mise à disposition des téléinformations et la prise en compte des ordres	31
3.10.4 Modalités et protocoles d'échange	32
4. Fiches de Contrôle avant l'accès définitif au réseau	33
5. Références	35
6. LISTE DES ANNEXES	36
ANNEXE 1 : spécifications du réglage secondaire en consigne de tension (RSCT et ΔU consigne)	37
1) Elaboration des téléinformations	37
2) Réception des commandes	38
3) Synchronisation	38
4) Dispositif « Correction U_c »	38
5) Sélection du mode de commande locale/RSCT	39
6) Traitements	39
ANNEXE 2 : Principes de calcul des marges de stabilité	41
1. Définitions	41
1.1 Boucle de régulation	41
1.2 Marges de stabilité	41
2. Principe des mesures des marges de modules	42
ANNEXE 3 : Informations à fournir par le producteur (Etape 1)	43

FICHE N°1 : LISTE DES DONNEES	44
Fiche n°2 : QUALIFICATION DES MATERIELS ELECTRIQUES.....	51
Fiche n° 3 : Conformité du système de protection	52
Fiche n° 4 : Conformité des systèmes dédiés aux échanges d'information	53
ANNEXE 4 : Simulations à réaliser par le producteur (Etape 2)	54
Fiche n° 5 : Capacité constructive en réactif.....	55
Fiche n° 6 : Comportement dynamique de la régulation de tension et Stabilité en petits mouvements	57
Fiche n° 7 : Stabilité sur report de charge	61
Fiche n° 8 : Stabilité sur court-circuit	63
Fiche n° 9 : Tenue de l'installation aux creux de tension	65
FICHE N°10 : TENUE DE LA TENSION SUR VARIATION DE FREQUENCE	68
ANNEXE 5 : Essais à réaliser par le producteur (Etape 3)	70
Fiche n° 11 : Test des systèmes dédiés aux échanges d'information	71
Fiche n° 12 : Couplage au réseau	72
Fiche n° 13 : Qualité de fourniture.....	74
Fiche n° 14 : Réglage primaire de fréquence	76
Fiche n° 14 : Réglage primaire de fréquence	79
Fiche n° 15 : Réglage secondaire de fréquence	83
Fiche n° 15 : Réglage secondaire de fréquence	85
Fiche n° 16 : Réglage de fréquence	87
Fiche n° 17 : Réglage primaire de tension et capacité en réactif	88
Fiche n° 18 : Réglage secondaire de tension COMMANDE EN NIVEAU DE REACTIF.....	91
Fiche n° 19 : Réglage secondaire de tension COMMANDE EN NIVEAU DE REACTIF.....	93
Fiche n° 18 : Réglage secondaire de tension commandé en ΔU_c	94
Fiche n° 19 : Réglage secondaire de tension commandé en ΔU_c	96
Fiche n° 20 : DISPOSITIF DE BAISSSE DE PUISSANCE SUR AUGMENTATION DE FREQUENCE	97
Fiche n° 20 : Dispositif de Baisse DE PUISSANCE SUR AUGMENTATION DE FREQUENCE	98
Fiche n° 21 : Ilotage	100
Fiche n° 22 : REDEMARRAGE RAPIDE	101
Fiche n° 23 : AUTOMATE	102
ANNEXE 6 : critères de tracé des diagrammes U,Q	103
- annexe 8 du contrat de participation aux services système	103
- cahier des charges informatique.....	103
3.	112

1. OBJET DU DOCUMENT

Ce document a pour objet de définir les capacités constructives de l'installation [Nom de l'installation] du producteur [Nom du producteur] d'une puissance active installée maximale telle que mentionnée dans l'autorisation d'exploiter, $P_{\max}$, de [P_{max}] MW. **Attention !!!**, $P_{\max}$ est la puissance installée de l'installation au sens de l'article 1^{er} du décret du 7 septembre 2000 relatif à l'autorisation d'exploiter les installations de production d'électricité, et non plus la puissance maximale nette vu du point de livraison. De façon générale, les seuils indiqués sont par rapport à cette puissance. [Si l'installation comporte plusieurs groupes, donner la puissance maximale de chaque groupe, avec, par exemple, la phrase suivante dans le cas de groupes identiques :] (soit [nombre de groupes] groupes de [...] MW chacun), demandées par RTE en cohérence avec le décret [1] et l'arrêté [2] ainsi qu'avec la Documentation Technique de Référence [3], et de décrire les simulations et essais à réaliser avant l'accès au réseau définitif de l'installation.

La puissance active maximale que fournira l'installation de production au point de livraison en fonctionnement normal et sans limitation de durée [à modifier selon les capacités de l'installation], les réserves de réglage primaire et secondaire fréquence/puissance étant utilisées à leurs limites constructives appelée $\Pi_{\max}$ est de [...] MW.

L'ensemble des prescriptions contenues dans les textes réglementaires (décret [1] et arrêté [2]) ne sont pas systématiquement reprises dans ce document, mais sont néanmoins applicables et requises par RTE.

2. DEFINITIONS

P_{max} : puissance active installée de l'installation au sens de l'article 1^{er} du décret du 7 septembre 2000 relatif à l'autorisation d'exploiter les installations de production d'électricité, définie comme la somme des puissances unitaires maximales des machines électrogènes susceptibles de fonctionner simultanément dans un même établissement.

$\Pi_{\max}$: puissance active maximale fournie par l'installation de production au point de livraison en fonctionnement normal et sans limitation de durée, les réserves de réglage primaire et secondaire fréquence/puissance, quand elles sont requises, étant utilisées à leurs limites constructives.

P_{maximum} : Puissance active maximale fournie par l'installation, en fonction des conditions extérieures du moment.

P_{min} : puissance active minimum de l'installation, en régime permanent.

P_{max groupe} : Puissance fournie par le groupe lorsque l'installation est à P_{max}.

$\Pi_{\max \text{ groupe}}$: Puissance fournie par le groupe lorsque l'installation est à $\Pi_{\max}$

P_{maximum groupe} : Puissance fournie par le groupe lorsque l'installation est à P_{maximum}.

P_{min groupe} : minimum technique du groupe.

3. CAPACITES CONSTRUCTIVES DE L'INSTALLATION

3.1 Capacités constructives en réactif et réglage de la tension

3.1.1 Tension de dimensionnement U_{dim}

[Champ d'application : toutes les installations]

[En règle générale, U_{dim} sera choisie égale à 405kV pour les installations raccordées en HTB3, à 235kV pour les installations raccordées en HTB2 et à la tension moyenne du point de livraison pour les groupes raccordés en HTB1, sauf dans les cas où RTE souhaite utiliser l'installation pour modifier le plan de tension de la zone et que l'installation possède les capacités suffisantes pour pouvoir modifier cette tension (cela dépend de la taille de l'installation par rapport à la puissance de court-circuit du RPT au point de livraison). Dans tous les cas, U_{dim} doit appartenir à la plage normale du domaine de tension de raccordement de l'installation de production Cf. Documentation Technique de Référence, article 4.2.1 « Réglage de la tension et capacités constructives en puissance réactive », §5.1.1]

La tension de dimensionnement U_{dim} à prendre en compte pour la définition des dispositions constructives de fourniture et d'absorption de puissance réactive de l'installation (et en particulier le choix de la prise nominale du transformateur de groupe) est de [...] kV.

Références :

- arrêté [2], art. 5 et 11.
- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.2.1 « Réglage de la tension et capacités constructives en puissance réactive ».

3.1.2 Transformateur de groupe principal

[Champ d'application : toutes les installations]

[On prescrira en 1^{ère} intention un transformateur avec régleur à vide. Si le producteur demande à installer un transformateur à régleur en charge, comme cela est permis par l'arrêté, alors RTE devra prescrire ses caractéristiques (cf. paragraphe ci-dessous).]

[Cas du transformateur avec changement de prises à vide :]

[L'article 12 de l'arrêté prévoit que l'installation de production ajuste la tension à laquelle elle injecte l'énergie sur le RPT selon 3 valeurs différentes si elle est raccordée en HTB2 ou en HTB3, ou selon 5 valeurs différentes si elle est raccordée en HTB1. Ces ajustements de la tension sont effectués au moyen des différentes prises du transformateur. Il faut donc au moins 3 prises si l'installation est raccordée en HTB2 ou en HTB3, et au moins 5 prises si elle est raccordée en HTB1. Les valeurs des prises sont en général, quand $N = 3$ $xx = 2,5$ ou $3,5$, et quand $N = 5$ $xx = 2,5$ et $yy = 5$]

Le transformateur de groupe principal doit comporter [N] prises à vide permettant de modifier le rapport de transformation entre primaire (côté réseau) et secondaire (côté groupe) et donc d'ajuster la tension à laquelle l'installation injecte l'énergie sur le réseau : *[Dans le cas où $N = 3$:]* + [xx]%, 0, - [xx]%, *[Dans le cas où $N = 5$:]*, + [yy]%, + [xx]%, 0, - [xx]%, - [yy]%,.

La prise 0 correspond à la prise nominale.

[Cas du transformateur avec changement de prise en charge :]

[Si le producteur souhaite installer ce type de transformateur, il faudra convenir avec lui de la plage de réglage ainsi que des critères d'entrée en action du changeur de prises. La rédaction de ces prescriptions sera à voir au cas par cas.]

Références :

- arrêté [2], art. 12.
- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.2.1 « Réglage de la tension et capacités constructives en puissance réactive ».

3.1.3 Capacités constructives de modulation du réactif

[Champ d'application : toutes les installations, sauf, sous certaines conditions (voir ci-après), celles de puissance inférieure à 50 MW et mettant en œuvre de l'énergie fatale (par exemple fermes éoliennes, centrales hydrauliques « fil de l'eau », usines de valorisation des déchets, ...) : si, pour des raisons intrinsèques au processus de récupération de l'énergie fatale, la capacité à fournir ou à absorber de la puissance réactive comme prévu au II et III de l'article 11 de l'arrêté n'est acquise que grâce à l'adjonction de moyens de compensation, RTE peut accepter le raccordement de l'installation sans ces moyens de compensation, à condition que l'étude de raccordement de RTE démontre qu'ils ne sont pas immédiatement nécessaires. Cette dérogation est subordonnée à l'engagement du producteur à pourvoir ultérieurement à l'adjonction des équipements accessoires, assortie d'un préavis, de RTE. Cet engagement, les cas pouvant nécessiter sa mise en œuvre ainsi que le préavis précité doivent figurer dans la convention de raccordement.]

Conformément au décret [1] l'installation doit disposer d'une capacité de réglage de la puissance réactive qu'elle peut fournir ou absorber. Les capacités de fourniture et d'absorption de puissance réactive définies dans l'article 11 de l'arrêté [2] appliqués à l'installation sont les suivants (les points A, B, C, C', A' étant ceux définis dans la Documentation Technique de Référence [3]) :

1. Pour $P = P_{max}$ et $U = U_{dim}$; Q doit pouvoir prendre toute valeur comprise dans l'intervalle $[-0,35 P_{max} = \dots \text{ Mvar} ; 0,32 P_{max} = \dots \text{ Mvar}]$ défini par les points [C ; A]

2. Quelle que soit P fournie et pour $U = 0,9U_{\text{dim}} = [\dots]$ kV ; Q doit pouvoir être au moins égale à $0,3 P_{\text{max}} = [\dots]$ Mvar défini par le point B.
3. Quelle que soit P fournie et pour $U = U_{\text{dim}}$; Q doit pouvoir prendre toute valeur comprise dans l'intervalle $[-0,28 P_{\text{max}} = [\dots]$ Mvar ; $0,30 P_{\text{max}} = [\dots]$ Mvar] défini par les points [C' ; A']
4. Quelle que soit P fournie et pour toute valeur de U comprise entre $\max[0,9U_{\text{dim}} ; [55\text{kV}, 78\text{kV}, 130\text{kV}, 200\text{kV ou } 380\text{kV}]] = [\dots]$ kV et $\min[1,1U_{\text{dim}} ; [72\text{kV}, 100\text{kV}, 170\text{kV}, 245\text{kV ou } 420\text{kV}]] = [\dots]$ kV ; l'installation doit pouvoir moduler sa fourniture et son absorption de puissance réactive dans les limites du domaine de fonctionnement de l'installation.

[Si l'installation comporte plusieurs groupes :] Lorsque les groupes de l'installation ne sont pas tous démarrés, les valeurs de puissance réactive indiquées ci-dessus sont réduites dans le rapport entre la puissance maximale des groupes $P_{\text{max groupe}}$ [ou] générateurs démarrés et la puissance P_{max} de l'installation.

[L'article 11 III. de l'arrêté prévoit que lorsque les besoins du RPT l'exigent au vu de l'étude de raccordement, RTE peut demander un décalage « d » de la plage de réactif fournie par l'installation de production compris entre 0 et $0,13P_{\text{max}}$.]

[Pour les installations avec transformateur avec changement de prise à vide :]

Les points précédents doivent être atteints lorsque le transformateur de groupe principal est sur sa prise nominale.

[Pour les installations avec transformateur avec changement de prise en charge :]

Les points précédents peuvent être atteints pour différentes prises du transformateur de groupe principal.

Le producteur fournit à RTE les diagrammes [U, Q] de l'installation selon les spécifications de la fiche 5.

Références :

- décret [1], art. 5.
- arrêté [2], art. 3 et 11.
- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.2.1 « Réglage de la tension et capacités constructives en puissance réactive ».

3.1.4 Réglage primaire de tension

[Champ d'application : toutes les installations.]

L'installation de production doit être munie d'un réglage primaire de tension permettant d'asservir automatiquement la fourniture ou la l'absorption de puissance réactive à la tension au **[point à définir : par exemple point de raccordement, point de livraison, stator de l'alternateur]** du type suivant :

[Sélectionner l'un des 3 types de régulateur :]

[Type 1 - On réserve ce type de réglage aux installations de production raccordées dans des réseaux d'usine à un niveau de tension inférieur à celui du jeu de barres où se situe le point de livraison au RPT. En général on se contente d'un réglage à réactif constant (ou à tangente ϕ constante) au niveau du point de raccordement plutôt qu'au point de livraison.]

Q constant (ou $\tan \phi$ constante)

[Type 2 - Ce type de réglage est privilégié pour toutes les installations directement raccordées au RPT et pour les installations raccordées dans des réseaux d'usine à proximité électrique du point de livraison et au même niveau de tension. Lorsque l'installation est directement raccordée au RPT, ce type de réglage sera principalement mis en œuvre dans le cas de raccordements en HTB1 et dans le cas d'installations éoliennes, même raccordées en HTB2 et HTB3, pour lesquelles le réglage de type 3 n'a pas de sens.]

Dans certains cas, la mise en œuvre de ce type de réglage peut être simplifiée (remplacement des mesures de la tension et de la puissance réactive au point de livraison par des mesures au stator) : en effet, ce réglage peut être obtenu en installant un réglage du même type au niveau du stator du groupe avec un paramètre λ' différent, déterminé par le producteur qui doit s'assurer de sa cohérence avec le paramètre λ spécifié par RTE.

Dans le cas où plusieurs groupes sont en parallèle, ce type de réglage évite une éventuelle dégradation de la stabilité de l'installation grâce au possible alignement en réactif des groupes.

$$(U_{PDL}/U_n) + \lambda \cdot (Q/\Delta Q_{\max(\text{groupe})}) = \text{consigne} = (U_{PDL\text{consigne}}/U_n) + \lambda \cdot (Q_{\text{consigne}}/\Delta Q_{\max(\text{groupe})}),$$

où $\Delta Q_{\max}$ désigne la plage de réglage de puissance réactive, entre absorption et fourniture, définie par les points A et C du diagramme [U,Q] ($\Delta Q_{\max} = 0,67 P_{\max}$).

λ sera fixée en concertation avec le producteur dans la convention d'exploitation.

[Type 3 - Ce type de réglage est préconisé pour les installations de production qui sont asservies au réglage secondaire de tension (RST et RSCT).]

$$U_{\text{stator}} = U_{\text{consigne}}$$

La régulation doit être possible sur la totalité du domaine couvert par le diagramme [U ; Q] de l'installation. Le cas échéant, si une partie du diagramme se situe en dehors du domaine normal de tension du point de livraison, la zone correspondante doit être accessible au régulateur pour des durées limitées (cf. §3.4.1.1).

Le temps d'établissement de la grandeur asservie par le réglage de tension sur un échelon de consigne, à ± 5 % de la différence entre la valeur finale et la valeur initiale centrée autour de sa valeur finale, doit être inférieur à 10 secondes.

L'écart statique entre la grandeur asservie injectée dans le régulateur de tension et la consigne du régulateur doit être au plus égal à 0,2 %.

Références :

- décret [1], art. 5.
- arrêté [2], art. 13.
- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.2.1 « Réglage de la tension et capacités constructives en puissance réactive ».

3.1.5 Réglage secondaire de tension commandé en niveau de réactif (RST-APR)

[Champ d'application : toutes les installations raccordées en HTB2 et HTB3 doivent avoir des capacités constructives de participation au réglage secondaire de tension. Le réglage secondaire de tension de type RST ne s'applique qu'aux installations qui ne sont pas raccordées au réseau de SEO.]

L'installation doit avoir des capacités constructives de participation au réglage secondaire de tension de type RST.

[Si l'installation ne comporte qu'un groupe, ne plus écrire dans ce qui suit, « chaque groupe », mais « le groupe »]

[Dans le cas général]

Chaque installation doit posséder un équipement transformant le niveau K reçu toutes les 10 s¹ du centre régional de conduite de RTE en modification de la consigne du régulateur primaire de tension U_{consigne} de chaque groupe afin de réaliser la fonction d'Asservissement de la Puissance Réactive (APR) :

[Dans certains cas particuliers, l'envoi d'un niveau par groupe peut s'avérer plus simple. Cette modalité peut être mise en œuvre après concertation entre RTE et le producteur]

¹ Compte tenu de la gigue sur la réception du niveau K par l'APR, due aux temps de transmission, le niveau K est en fait émis toutes les 5 s.

Chaque groupe doit posséder un équipement transformant le niveau K reçu toutes les 10 s² du centre régional de conduite de RTE en modification de la consigne du régulateur primaire de tension U_{consigne} afin de réaliser la fonction d'Asservissement de la Puissance Réactive (APR) :

[Dans le cas général]

$$Q_{\text{stator}} = K \cdot Q_r$$

[Pour tenir compte de l'éloignement du groupe par rapport au point pilote]

$$Q_{\text{stator}} = K \cdot Q_r + Q_0$$

avec,

Q_{stator} [Mvar] = puissance réactive au stator de chaque groupe.

Q_r [Mvar] = facteur de participation propre à chaque groupe, permettant d'utiliser toute la plage de réactif du groupe.

$$Q_0 \text{ [Mvar]} = \text{[...]}$$

K = nombre sans dimension, compris entre -1 et +1

[Phrase à répéter pour chaque groupe de l'installation :]

Le facteur de participation Q_r du groupe [...] doit être réglable à partir de [...] Mvar jusqu'à [...] Mvar et est réglé initialement à [...] Mvar.

Le réglage primaire de tension est toujours actif, que le RST soit ou non actif.

Toute modification manuelle de la tension de consigne du régulateur primaire du groupe doit faire sortir le groupe du RST et positionner la télésignalisation « RST » à l'état « RST HS ».

3.1.5.1 Performances de l'Asservissement de Puissance Réactive du RST (APR)

La précision de réglage de l'APR doit être inférieure ou égale à 2 % de S_{na}^3 .

Lors d'une variation du niveau K en rampe se traduisant par une rampe de $K \cdot Q_r$ de pente inférieure ou égale à 12 % de $Q_{n \text{ stator}}/\text{min}$, soit [...] Mvar/min, la différence entre Q_{stator} et $K \cdot Q_r$ doit être supérieure ou égale à $dK/dt \cdot Q_r \cdot T_{\text{eq inf}}$ avec $T_{\text{eq inf}} = 15 \text{ s}$, et inférieure ou égale à $dK/dt \cdot Q_r \cdot T_{\text{eq sup}}$ avec $T_{\text{eq sup}} = 60 \text{ s}$, pendant au moins 80 % de la durée de la variation.

[Pour les groupes dont la vitesse de variation du réactif n'est pas limitée.]

Le temps d'établissement à $\pm 5 \%$ de la valeur finale doit être inférieur à 180 secondes pour tout échelon du niveau K.

[Pour les groupes dont la vitesse de variation du réactif est limitée.]

Lors d'une variation du niveau K en rampe se traduisant par une rampe de $K \cdot Q_r$ de pente supérieure ou égale à 12 % de $Q_{n \text{ stator}}/\text{min}$, la vitesse de variation du réactif doit être au moins égale à 12 % de $Q_{n \text{ stator}}/\text{min}$.

3.1.5.2 Mise en service de l'APR

A la mise en service de l'APR, l'APR ne fonctionne pas normalement pendant une phase transitoire durant laquelle la consigne du régulateur primaire de tension est modifiée pour faire varier le réactif Q_{stator} selon une rampe paramétrable (*a priori* 10 % de $Q_{n \text{ stator}}/\text{min}$ dans le cas général) pour rejoindre progressivement $K \cdot Q_r + Q_0$. Dès que l'écart, en valeur absolue, entre Q_{stator} et $K \cdot Q_r + Q_0$ est inférieur

² Compte tenu de la gigue sur la réception du niveau K par l'APR, due aux temps de transmission, le niveau K est en fait émis toutes les 5 s.

³ S_{na} est la puissance apparente de l'alternateur définie dans la fiche 1 située à l'annexe 2 du présent cahier des charges.

à 5% de $Q_{n\text{ stator}}$, soit $\boxed{\dots} \text{ Mvar}$ $\boxed{2 \text{ Mvar}}$ $\boxed{\max(5\% \text{ de } Q_{n\text{ stator}} ; 2 \text{ Mvar})}$, cette phase transitoire est terminée et l'APR passe en fonctionnement normal.

Au passage du fonctionnement transitoire vers le fonctionnement normal, pour éviter un à-coup transitoire, son état interne doit être le suivant :

- En entrée de l'APR, un K équivalent de valeur $(Q_{\text{stator}} - \boxed{Q_0}) / Q_r$ avec Q_{stator} égal à la puissance réactive mesurée sur le groupe à l'instant de la mise en service de l'APR.
- En sortie de l'APR, une consigne de tension égale à la valeur de tension de consigne du régulateur primaire de tension à la mise en service de l'asservissement.

Pendant la phase transitoire durant laquelle la puissance réactive du groupe rejoint progressivement $K \cdot Q_r + \boxed{Q_0}$, la télésignalisation « RST » est positionnée à l'état « RST ES ».

3.1.5.3 Découplage programmé du groupe en RST

Avant de procéder au découplage programmé du groupe en RST, la consigne de l'APR ne doit plus être égale à $K \cdot Q_r + \boxed{Q_0}$ et doit tendre progressivement vers 0 avec une rampe paramétrable (*a priori* 10% de $Q_{n\text{ stator}}$ /min dans le cas général). Le découplage du groupe s'effectue dès que l'écart, en valeur absolue, entre la valeur de consigne calculée selon la rampe et 0 est inférieur à 5% de $Q_{n\text{ stator}}$, soit $\boxed{\dots} \text{ Mvar}$ $\boxed{2 \text{ Mvar}}$ $\boxed{\max(5\% \text{ de } Q_{n\text{ stator}} ; 2 \text{ Mvar})}$.

Pendant la phase transitoire durant laquelle la puissance réactive du groupe tend vers 0, la télésignalisation « RST » est positionnée à l'état « RST HS ».

3.1.5.4 Atteinte des limites du domaine normal de fonctionnement du groupe

L'atteinte des limites du domaine normal de fonctionnement du groupe doit faire l'objet d'un envoi d'information à l'APR.

L'atteinte d'une limite du domaine normal de fonctionnement (tension maximale stator, tension minimale, courant maximal rotor, angle interne maximal, ...) doit bloquer toute évolution de la valeur de tension de consigne du régulateur primaire de tension U_{consigne} par l'APR qui tend à dépasser la limitation. La télésignalisation « LIMITATION » correspondante est alors positionnée à l'état « Groupe en butée UQ+ » en cas de blocage à la hausse et « Groupe en butée UQ- » en cas de blocage à la baisse (cf. §3.10).

Dès que l'APR tend à élaborer une valeur de tension de consigne U_{consigne} conduisant à ne plus dépasser la limitation, cette valeur de tension de consigne est à nouveau appliquée au régulateur primaire de tension. La télésignalisation « LIMITATION » correspondante est alors positionnée à l'état « Groupe hors butée UQ- » ou « Groupe hors butée UQ+ ».

L'atteinte d'une limite de fonctionnement du groupe ne doit pas entraîner la sortie du réglage secondaire de tension.

3.1.5.5 Anomalie de fonctionnement et disponibilité de l'APR

La non réception du niveau K au delà de 10 s à l'interface entre RTE et le producteur, la réception d'un niveau K invalide (signal hors plage ou indicateur d'invalidité de la TM), ou l'apparition d'un défaut ou de toute autre anomalie de fonctionnement du dispositif APR doit bloquer toute évolution de la valeur de tension de consigne du régulateur primaire de tension U_{consigne} par l'APR et faire sortir le groupe du RST. La télésignalisation « RST » doit alors être positionnée à l'état « RST HS ».

Ces dispositions précédentes s'appliquent aussi à la phase transitoire durant laquelle le groupe rejoint progressivement le $K \cdot Q_r + \boxed{Q_0}$, prévue au §3.1.5.2.

Dès le retour de la réception du niveau K ou d'un niveau K valide, ou dès la disparition du défaut, l'APR peut être remis en service soit automatiquement, soit après acquittement d'un opérateur. Les deux possibilités de reprise, automatique ou acquittée par opérateur, doivent être prévues constructivement, le choix entre l'un ou l'autre mode est convenu entre RTE et le producteur dans la convention d'exploitation-conduite. La mise en service en elle-même de l'APR s'effectue en appliquant les dispositions prévues aux §3.1.5.2. La télésignalisation « RST » est alors positionnée à l'état « RST ES ».

Le MTBF⁴ global du dispositif APR ainsi que le délai moyen de remise en état (MTTR⁵) suite à une indisponibilité doivent être compatibles avec le contrat de fourniture des services Système.

Références :

- décret [1], art. 5.
- arrêté [2], art. 13.
- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.2.1 « Réglage de la tension et capacités constructives en puissance réactive ».

3.1.6 Réglage secondaire coordonné de tension (RSCT)

[Champ d'application : toutes les installations raccordées en HTB2 et HTB3 doivent avoir des capacités constructives de participation au réglage secondaire de tension. Le réglage secondaire de tension de type RSCT ne s'applique qu'aux installations qui sont raccordées au réseau de SEO.]

L'installation doit avoir des capacités constructives de participation au réglage secondaire coordonné de tension.

[Si l'installation ne comporte qu'un groupe, ne plus écrire dans ce qui suit, « chaque groupe », mais « le groupe »]

Afin de pouvoir assurer ce réglage, le dispositif mis en place sur chaque groupe doit permettre :

- d'ajuster la tension de consigne du régulateur primaire (dispositif « Correction U_c »)
- de sélectionner l'un des 2 modes de régulation : RSCT ou commande locale
- via un Equipement de Téléconduite Locale (ETL)
 - o de synchroniser les mesures et l'application de la commande avec la référence horaire du RSCT du centre de conduite régional RTE,
 - o de recevoir la commande d'ajustement de la consigne ΔU_c et de contrôler son application synchronisée,
 - o d'acquérir les télémesures (TM) synchronisées du groupe,
 - o d'acquérir les télésignalisations (TS) du groupe et du mode de régulation (RSCT/local),
 - o de transmettre ces téléinformations vers le centre de conduite RTE. Les spécifications techniques détaillées sont précisées dans l'annexe 1.

Références :

- décret [1], art. 5.
- arrêté [2], art. 13.
- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.2.1 « Réglage de la tension et capacités constructives en puissance réactive ».

3.1.7 Réglage secondaire de tension commandé en ΔU_c (RST- ΔU_c)

[Champ d'application : toutes les installations raccordées en HTB2 et HTB3 doivent avoir des capacités constructives de participation au réglage secondaire de tension. Le réglage secondaire de tension de type RST- ΔU_c ne s'applique pas aux installations qui sont raccordées au réseau de SEO]

En plus des capacités constructives de participation au RST, l'installation doit avoir des capacités constructives lui permettant de recevoir une télécommande $\Delta U_{\text{consigne}}$ émise par le centre de conduite de RTE, à appliquer à la consigne du régulateur primaire de tension.

Afin de pouvoir assurer ce réglage, le dispositif mis en place sur chaque groupe doit permettre :

- d'ajuster la tension de consigne du régulateur primaire (dispositif « Correction U_c »)
- de sélectionner l'un des 2 modes de régulation : RST- $\Delta U_{\text{consigne}}$ ou commande locale

⁴ Mean Time Between Failure ou Moyenne des Temps de Bon Fonctionnement

⁵ Mean Time To Repair ou Moyenne des Temps de Réparation

- via un Equipement de Téléconduite Locale (ETL)
 - o de synchroniser les mesures et l'application de la commande avec la référence horaire du RST- $\Delta U_{\text{consigne}}$ du centre de conduite régional RTE,
 - o de recevoir la commande d'ajustement de la consigne ΔU_c et de contrôler son application synchronisée,
 - o d'acquérir les télémesures (TM) synchronisées du groupe,
 - o d'acquérir les télésignalisations (TS) du groupe et du mode de régulation (RST- $\Delta U_{\text{consigne}}$ /local),
 - o de transmettre ces téléinformations vers le centre de conduite RTE. Les spécifications techniques détaillées sont précisées dans l'annexe 1.

Références :

- décret [1], art. 5.
- arrêté [2], art. 13.
- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.2.1 « Réglage de la tension et capacités constructives en puissance réactive ».

3.2 Réglage fréquence/puissance

3.2.1 Réglage primaire de fréquence

[Champ d'application : L'article 14 de l'arrêté prévoit que toute installation de production de puissance supérieure ou égale à 40 MW, autre qu'une installation mettant en œuvre de l'énergie fatale, doit pouvoir participer au réglage primaire de fréquence.]

L'installation doit disposer d'une capacité constructive de réglage primaire :

- En cas de baisse de la fréquence, l'installation doit pouvoir mettre à la disposition de RTE une réserve de puissance active, dite « réserve primaire, R_p », au moins égale à 2,5 % de P_{max} , soit [...]MW.
- En cas de hausse de la fréquence, l'installation doit pouvoir réduire sa puissance de façon à atteindre tout point de fonctionnement compris entre P_{min} et P_{max}

Le fonctionnement en réglage primaire de fréquence doit être possible à partir de tout point de fonctionnement compris entre P_{min} et P_{max} , y compris lors des pentes de variation.

[Si l'installation doit avoir des capacités constructives en réglage secondaire de fréquence.] RTE demande que l'installation puisse avoir, avec le RSFP (Réglage Secondaire Fréquence-Puissance) Hors Service, un fonctionnement à « Réserve Primaire maximum » égale à la somme de la réserve primaire R_p et de la demi-bande de réglage secondaire pr , soit [...]MW.

[Si l'installation comporte plusieurs groupes, il convient de préciser pour chaque groupe de production sa part dans la capacité constructive globale. Le cas échéant, pour chaque groupe sur lequel la capacité constructive de réglage primaire est mutualisée, bien indiquer sa part propre et la part mutualisée.]

L'installation doit être en mesure d'assurer le réglage de puissance dans toutes les configurations, quelques soient les groupes en fonctionnement simultané. En conséquence :

- **[A répéter pour chaque groupe :]** La réserve primaire du groupe [...] est au moins égale à 2,5 % de sa $P_{\text{max groupe}}$, soit [...]MW.

[ou bien]

- **[A répéter pour chaque groupe concerné :]** La réserve primaire du groupe [...] est au moins égale à [...]MW dont, en propre au moins 2,5 % de $P_{\text{max groupe}}$, soit [...]MW et [...]MW mutualisé du groupe [...].

[Si l'installation ne comporte qu'un groupe, ne plus écrire dans ce qui suit, « chaque groupe », mais « le groupe »]

Chaque groupe de production *[à supprimer dans le cas où il y a un seul groupe]* disposant d'une capacité constructive de réglage primaire doit être équipé d'un régulateur primaire de fréquence assurant la loi de réglage suivante :

$$P - P_c = -K \cdot (f - f_0)$$

avec :

P [MW] = Puissance réelle fournie par chaque groupe en mode quasi stationnaire.

P_c [MW] = Puissance de consigne de chaque groupe à la fréquence de référence f_0 .

f [Hz] = fréquence déduite de la mesure de vitesse de chaque groupe.

f_0 [Hz] = fréquence de consigne, généralement égale à la fréquence de référence (50 Hz).

K [MW/Hz] = « Energie réglante » de chaque groupe.

[A répéter pour chaque groupe concerné :] L'énergie réglante du groupe [...] doit être réglable. Elle ne peut être supérieure à 66 % de $P_{\max \text{ groupe}}/\text{Hz}$, soit [...] MW/Hz, et doit être supérieure à 12,5 % de $P_{\max \text{ groupe}}/\text{Hz}$, soit [...] MW/Hz.

En exploitation, la valeur de l'énergie réglante devra garantir la libération de la totalité de la réserve mise à disposition de RTE pour tout écart de fréquence d'amplitude ≥ 200 mHz.

Pour tout échelon négatif de fréquence $\Delta f = f - f_0$ compris entre 0 et -200 mHz à partir de 50 Hz, chaque groupe doit être capable de restituer la totalité de la réserve de puissance attendue en moins de 30 s et la moitié de cette réserve en moins de 15 s. La réserve de puissance attendue est égale à la plus petite des deux valeurs suivantes :

- la réserve primaire R_p définie ci-dessus,
- l'énergie réglante multipliée par la valeur de l'échelon de fréquence, soit $-K \cdot \Delta f$.

Cette réserve de puissance doit pouvoir être délivrée pendant au moins 15 minutes.

Pour tout échelon positif de fréquence $\Delta f = f - f_0$ compris entre 0 et +200 mHz à partir de 50 Hz, chaque groupe doit être capable de réduire sa puissance de la valeur de $-K \cdot \Delta f$. Si $K \cdot \Delta f$ est inférieur ou égal à R_p , alors la réduction de puissance de la valeur de $-K \cdot \Delta f$ doit être effectuée en moins de 30 s et la réduction de puissance de la moitié de la valeur de $-K \cdot \Delta f$ en moins de 15 s.

[Si l'installation comporte une pente rapide :]

Si $K \cdot \Delta f$ est supérieur à R_p , alors la réduction de puissance de la valeur de $-R_p$ doit être effectuée en moins de 30 s, et la réduction de puissance de la moitié de la valeur de $-R_p$ en moins de 15 s, puis la réduction de puissance jusqu'à la valeur de $-K \cdot \Delta f$ doit être effectuée en un temps $\leq \frac{-(K \cdot \Delta f - R_p)}{\text{pente de baisse rapide en MW/min}} \cdot 60$ s.

[Si l'installation ne comporte pas de pente rapide :]

Si $K \cdot \Delta f$ est supérieur à R_p , alors la réduction de puissance de la valeur de $-R_p$ doit être effectuée en moins de 30 s, et la réduction de puissance de la moitié de la valeur de $-R_p$ en moins de 15 s, puis la réduction de puissance jusqu'à la valeur de $-K \cdot \Delta f$ doit être effectuée avec une dynamique de $-5\% P_{\max}/\text{minute}$.

La puissance atteinte doit pouvoir être maintenue réduite pendant au moins 15 minutes.

[Si l'installation est un CCG :]

Quelle que soit la version des essais 1 et 3 de la fiche 14 choisie par le producteur pour établir la conformité de l'installation, la dynamique de fourniture de la réserve primaire décrite ci-dessus doit être garantie en exploitation dans des conditions de fonctionnement conformes aux résultats des essais, quel que soit le programme de marche choisi par le producteur.

En exploitation, RTE procédera au contrôle du respect de cette obligation selon les modalités définies dans la convention de raccordement, tout écart étant traité au titre des non-conformités.

Pour toute variation de fréquence supérieure à $\pm 200\text{mHz}$, le comportement attendu est défini au §3.4 « Comportement de l'installation lors des régimes exceptionnels ».

La précision de mesure de la fréquence doit être inférieure à 10 mHz et l'insensibilité de la régulation primaire de la fréquence doit être inférieure à $\pm 10\text{ mHz}$.

Références :

- décret [1], art. 5.
- arrêté [2], art. 14
- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.1 « Réglage Fréquence Puissance ».

3.2.2 Réglage secondaire fréquence puissance (RSFP)

[Champ d'application : l'article 14 de l'arrêté prévoit que toute installation de puissance supérieure ou égale à 120 MW, autre qu'une installation mettant en œuvre de l'énergie fatale, doit disposer d'une capacité constructive de réglage secondaire de la fréquence.]

L'installation doit disposer de capacités constructives de réglage secondaire de fréquence

L'installation doit pouvoir mettre à la disposition de RTE une réserve de puissance active, dite « demi-bande de réglage secondaire », pr, au moins égale à 4,5 % de $P_{\max}$, soit [...] MW.

La demi-bande de réglage secondaire pr doit s'additionner à la réserve primaire R_p pour constituer une réserve totale, à la hausse, de 7 % de $P_{\max}$.

[Si l'installation comporte plusieurs groupes, il convient de préciser pour chaque groupe de production sa capacité constructive. Le cas échéant, pour chaque groupe sur lequel de la capacité constructive de réglage secondaire est mutualisée, bien indiquer sa part propre et la part mutualisée.]

L'installation doit être en mesure d'assurer le réglage de puissance dans toutes les configurations, quelques soient les groupes en fonctionnement simultané. En conséquence :

- *[A répéter pour chaque groupe concerné :]* La demi-bande de réglage secondaire du groupe [...] est au moins égale à 4,5 % de sa $P_{\max \text{ groupe}}$, soit [...] MW.

[ou bien]

- *[A répéter pour chaque groupe concerné :]* La demi-bande de réglage secondaire du groupe [...] est au moins égale à [...] MW, dont en propre au moins 4,5 % de sa $P_{\max \text{ groupe}}$, soit [...] MW et [...] MW mutualisé du groupe [...].

[Si l'installation ne comporte qu'un groupe, ne plus écrire dans ce qui suit, « chaque groupe », mais « le groupe »]

Chaque groupe de production *[à supprimer dans le cas où il y a un seul groupe]* disposant d'une capacité constructive de réglage secondaire doit posséder un équipement permettant de recevoir de la part du centre national de conduite de RTE le niveau N_{RSFP} , et de modifier la puissance de consigne à la fréquence de référence P_c du groupe, de la façon suivante :

$$P_c = P_{c0} + N_{RSFP} \cdot pr$$

avec,

P_{c0} [MW] = puissance de consigne à f_0 avec $N_{RSFP} = 0$ de chaque groupe (généralement la puissance de consigne affichée sur le régulateur de vitesse et commandable manuellement par l'exploitant de l'installation de production),

N_{RSFP} [nombre sans dimension, compris entre -1 et +1]

pr [MW] = participation de chaque groupe au réglage secondaire fréquence – puissance.

Compte tenu du réglage primaire, la loi de réglage de chaque groupe de production participant au réglage secondaire fréquence - puissance est la suivante :

$$P = P_{c0} + N_{RSFP} \cdot pr - K \cdot (f - f_0)$$

Si la fonction RSFP est inactive, le réglage primaire fréquence-puissance doit pouvoir rester actif.

3.2.2.1 Performances de la fonction RSFP

Le fonctionnement en RSFP doit être possible à partir de tout point de fonctionnement compris entre P_{min} et P_{max} y compris lors des pentes de variation.

L'équipement installé sur chaque groupe doit surveiller la pente de variation du niveau N_{RSFP} et réagir selon les 2 cas suivants :

- si la pente de variation est inférieure ou égale à 2 pr en 133 secondes le niveau reçu est appliqué tel quel,
- si la pente de variation est supérieure à 2 pr en 133 secondes : le niveau appliqué est bloqué tant que la pente du niveau reçu ne revient pas à une valeur inférieure.

Lors d'une variation du niveau N_{RSFP} en rampe de pente inférieure ou égale à $2/133 \text{ s}^{-1}$, la différence entre la puissance produite P et la puissance de consigne P_c doit être inférieure ou égale à $dN_{RSFP}/dt \cdot pr \cdot T_{eq}$, avec $T_{eq} = 20 \text{ s}$.

La participation au RSFP (pr) doit être introduite au niveau du contrôle – commande avec une résolution inférieure ou égale à 1 MW.

[Si l'installation est un CCG :]

Si le producteur choisit d'établir la conformité par la réalisation de la version b. de l'essai 5 de la fiche 15 :

- la dynamique décrite ci-dessus n'est à respecter que sur au moins la valeur $Xrs\%$ de $(N_{RSFP\_final} - N_{RSFP\_initial}) \cdot pr$; la valeur $Xrs\%$ étant égale au rapport entre la puissance active produite par le générateur thermique le plus rapide sur la puissance active totale de l'installation, et $Xrs\%$ étant supérieur à 60%.
- toutefois, lors de certaines situations exceptionnelles d'exploitation tendues (représentant au maximum 15 occurrences par an et une durée de 25h par an), RTE, après en avoir informé le producteur avec un délai de prévenance d'au moins 4 heures, pourra exiger que lors d'une variation du niveau N_{RSFP} en rampe de pente inférieure ou égale à $2/133 \text{ s}^{-1}$, la différence entre la puissance produite P et la puissance de consigne P_c soit inférieure ou égale à $dN_{RSFP}/dt \cdot pr \cdot T_{eq}$, avec $T_{eq} = 20 \text{ s}$, sur la totalité de $(N_{RSFP\_final} - N_{RSFP\_initial}) \cdot pr$.

Quelle que soit la version de l'essai de la fiche 15 choisie par le producteur, la dynamique de fourniture de la réserve secondaire décrite ci-dessus doit être garantie en exploitation dans des conditions de fonctionnement conformes aux résultats des essais, quel que soit le programme de marche choisi par le producteur. En exploitation, RTE procédera au contrôle du respect des obligations définies en matière de fourniture de dynamique selon les modalités définies dans la convention de raccordement, en distinguant, le cas échéant les situations usuelles des situations exceptionnelles d'exploitation et en traitant tout écart au titre des non-conformités.

3.2.2.2 Anomalie de fonctionnement et disponibilité de la fonction RSFP

En cas de perte du signal de niveau N_{RSFP} , le groupe doit rester en fonctionnement RSFP avec recopie du niveau figé à sa dernière valeur valide. Le blocage de l'application du niveau N_{RSFP} doit être signalé à l'opérateur de l'installation.

La disponibilité de la fonction RSFP doit être transmise à RTE par l'émission d'une télésignalisation « RSFP ES » / « RSFP HS ». Lorsqu'un groupe n'est pas en état de contribuer au réglage secondaire fréquence-puissance (groupe non couplé, groupe îloté, téléajustage RSFP hors service, défaut de transmission du niveau N_{RSFP} , défaut affectant la turbine ou le régulateur de vitesse, défaut affectant l'équipement RSFP, fonctionnement en mode manuel), l'application du niveau N_{RSFP} est bloquée et le groupe est sorti du RSFP. La télésignalisation « RSFP » doit alors être positionnée à l'état « RSFP HS » (cf. §3.10). La remise en service de la fonction RSFP se fait exclusivement par action manuelle d'un opérateur de l'installation et est accompagnée de l'émission de la télésignalisation « RSFP ES ».

Le MTBF⁴ global des dispositifs permettant de réaliser l'asservissement fréquence – puissance de chaque groupe ainsi que la moyenne des temps de réparation (MTTR⁵) suite à une indisponibilité doivent être compatibles avec le contrat de fourniture des services Système.

Références :

- décret [1], art. 5.
- arrêté [2], art. 14.
- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.1 « Réglage Fréquence Puissance ».

3.3 Comportement de l'installation pour la résolution des contraintes de transit

[Champ d'application : les installations auxquelles RTE a indiqué des limitations dans la PTF.]

[Rédaction du paragraphe à reprendre pour intégrer les chiffres de la PTF.]

L'étude de raccordement montre que l'installation génère, dans certaines situations d'exploitation des contraintes de transit sur le réseau existant de la zone de raccordement.

Les surcharges générées par l'installation doivent être éliminées en moins de [20 ou 10] minutes, ce qui nécessite, en cas d'occurrence, la baisse des groupes voire leur séparation du réseau.

Des baisses de la puissance active de l'installation depuis la puissance active maximale au point de livraison en fonctionnement normal et sans limitation de durée, P_{Imax} jusqu'à la puissance active minimale [ou bien] [...] MW ou la séparation du réseau, en moins de [20 – 5 ou 10 – 5] minutes après demande du centre de conduite régional, devront pouvoir être mises en œuvre. Cette demande se fait par téléphone ou par le système de transmission d'ordres à exécution rapide (cf. §2.10.1). A défaut, l'injection de l'installation sera effacée par fonctionnement d'un automatisme. Dans ce cas, [le] [ou bien] chaque groupe de production de l'installation devra pouvoir se séparer du réseau [ou bien] l'injection de l'installation devra pouvoir être arrêtée instantanément sur réception d'un signal envoyé par un automate RTE. Des spécifications plus précises seront transmises ultérieurement par RTE dans le cadre de la convention de raccordement.

Dans le cas contraire, les durées et les fréquences d'arrêt de l'installation seront augmentées.

3.4 Comportement de l'installation lors des régimes exceptionnels**3.4.1 Conditions de découplage de l'installation lors des régimes exceptionnels**

[Champ d'application : toutes les installations.]

Conformément à l'article 26 de l'arrêté [2], le producteur doit convenir avec RTE de la nature et du réglage des protections de découplage qui figurent dans la fiche 1 du dossier technique de l'installation.

3.4.1.1 Régimes exceptionnels en tension

Conformément à l'article 15 de l'arrêté [2], l'installation doit fonctionner pour des durées limitées dans les plages exceptionnelles de tension, dans les conditions définies ci-après :

- Plage exceptionnelle de tension haute, [...] kV ; [...] kV] :

Pendant au moins 5 min lorsque U est égale à la limite supérieure de la plage exceptionnelle haute, soit [...] kV. La puissance peut alors être réduite jusqu'à $0,95 P_{\text{max}}$, soit [...] MW. La puissance réactive doit être modulable dans les limites du diagramme [U, Q].

[Rappel sur les plages exceptionnelles de tension haute :

63 kV : [72 kV ; 74 kV]

90 kV : [100 kV ; 102 kV]

150 kV : [170 kV ; 173 kV]

225 kV : [245 kV ; 250 kV]

400 kV : [420 kV ; 440 kV]]

- Plage exceptionnelle de tension basse, [...] kV ; [...] kV] :

Pendant au moins 90 min lorsque U est égale à $0,85 U_n$, soit [...] kV. L'installation doit alors pouvoir fournir une puissance réactive jusqu'à $0,3 P_{\text{max}}$ [ou le cas échéant d + $0,3 P_{\text{max}}$], soit [...] Mvar, quelle que soit la puissance active fournie.

Rester connectée au réseau le plus longtemps possible compte tenu de ses capacités constructives, quitte à réduire sa puissance active, et ne pas déclencher sur critère de tension, lorsque U est comprise entre $0,85 U_n$, soit [...] kV, et $0,8 U_n$, soit [...] kV.

[Rappel sur les plages exceptionnelles de tension basse :

63 kV : [50 kV ; 55 kV]

90 kV : [72 kV ; 78 kV]

150 kV : [120 kV ; 130 kV]

225 kV : [180 kV ; 200 kV]

400 kV : [320 kV ; 380 kV]]

3.4.1.2 Régimes exceptionnels en fréquence

[Dans le cas général, c'est à dire hors installation éolienne ou « ressortissant » des TAC :]

Conformément à l'article 18 de l'arrêté [2], l'installation doit fonctionner dans les plages exceptionnelles de fréquence, dans les conditions de durée et de perte maximale de puissance définies ci-après :

Plage	Durée minimale de fonctionnement	Perte maximale de puissance
]49,5 Hz ; 49 Hz]	5 h	$[si P_{max} > 40 MW] 2 \%$ $[si P_{max} \leq 40 MW] 10 \%$
]49 Hz ; 47,5 Hz]	3 min	10 %
]47,5 Hz ; 47 Hz]	1 min	10 %
]50,5 Hz ; 51 Hz]	1 h	Voir ci-dessous
]51 Hz ; 52 Hz]	15 min	Voir ci-dessous

[Dans le cas d'une installation éolienne ou « ressortissant » des TAC, hors mesure provisoire décrite juste après :]

Conformément à l'article 19 de l'arrêté [2], l'installation doit fonctionner dans les plages exceptionnelles de fréquence, dans les conditions de durée et de perte maximale de puissance définies ci-après :

Plage	Durée minimale de fonctionnement	Perte maximale de puissance
]49,5 Hz ; 49 Hz]	5 h	10 %
]49 Hz ; 48 Hz]	3 min	10 %
]48 Hz ; 47,5 Hz]	3 min	15 %
]47,5 Hz ; 47 Hz]	20 s	20 %
]50,5 Hz ; 51 Hz]	1 h	10 %
]51 Hz ; 51,5 Hz]	15 min	Voir ci-dessous
]51,5 Hz ; 52 Hz]	20 s	Voir ci-dessous

[Dans le cas d'une installation éolienne ou « ressortissant » des TAC, pour laquelle la PTF a été transmise au plus tard le 30/09/09 :]

Conformément à l'article 33 III. de l'arrêté [2], l'installation doit fonctionner dans les plages exceptionnelles de fréquence, dans les conditions de durée et de perte maximale de puissance définies ci-après :

Plage	Durée minimale de fonctionnement	Perte maximale de puissance
]49,5 Hz ; 49 Hz]	5 h	10 %
]49 Hz ; 48,5 Hz]	3 min	10 %
]48,5 Hz ; 48 Hz]	3 min	15 %
]48 Hz ; 47,5 Hz]	3 min	20 %
]50,5 Hz ; 51 Hz]	1 h	50 %
]51 Hz ; 51,5 Hz]	15 min	Voir ci-dessous

Il est de plus demandé de n'avoir aucun déclenchement automatique sur critère de fréquence dans la plage]47,5 Hz ; 51,5 Hz[.

[Si l'installation dispose de capacités constructives de réglage primaire de la fréquence :]

Lorsque l'installation participe à la constitution des réserves de réglage primaire de fréquence, et si la fréquence est entre 50 Hz et 52 Hz, l'installation doit réduire sa puissance selon la loi de réglage primaire définie au §3.2.1, dans la limite de sa puissance $P_{\min}$. La dynamique de réglage doit être telle que pour tout échelon positif de fréquence $\Delta f = f - f_0$ supérieur à +200 mHz à partir de 50 Hz, l'installation doit être capable de réduire sa puissance de la valeur de $-K.\Delta f$ dans la limite de $P_{\min}$. La réduction de puissance de la valeur de $-R_p$ doit être effectuée en moins de 30 s, et la réduction de puissance de la moitié de la valeur de $-R_p$ en moins de 15 s, puis la réduction de puissance jusqu'à la valeur de $-K.\Delta f$ doit être effectuée en un temps $\leq \frac{-(K.\Delta f - R_p)}{\text{pente de baisse en MW/min}} .60$ s, où la pente

de baisse est la pente la plus rapide déclarée dans les performances de fonctionnement de la fiche 1.

Lorsque l'installation ne participe pas à la constitution des réserves de réglage primaire de fréquence, un système de contrôle commande doit néanmoins permettre de réduire la puissance lorsque la fréquence dépasse un seuil réglable entre 50,5 Hz et 51 Hz. Ce seuil est réglé par défaut à 50,5 Hz, et le contrôle commande doit demander aux groupes de diminuer la puissance de 25 % de $P_{\max}$ dès ce seuil franchi, puis linéairement avec une pente équivalente à une énergie réglante, K, de 50 % de $P_{\max}/\text{Hz}$. La dynamique de réponse doit être identique à celle définie ci-dessus.

[Si l'installation ne dispose pas de capacités constructives de réglage primaire de la fréquence. Proposer ce qui suit, mais cela peut-être modifié selon les possibilités de l'installation, tout en visant une consigne de 0 MW à 52 Hz.]

Bien que ne disposant pas de capacités constructives de réglage primaire de la fréquence, l'installation doit toutefois disposer d'un contrôle commande qui permette de réduire la puissance lorsque la fréquence dépasse un seuil réglable entre 50,5 Hz et 51 Hz. Ce seuil est réglé par défaut à 50,5 Hz, et le contrôle commande doit demander aux groupes de diminuer la puissance de 25 % de $P_{\max}$ par 500 mHz d'écart de fréquence à partir de ce seuil jusqu'à une consigne de production de 0 MW lorsque la fréquence atteint 52 Hz. La dynamique de réponse doit être telle que pour tout échelon positif de fréquence $\Delta f = f - f_0$ supérieur au seuil d'activation, l'installation doit être capable de réduire sa puissance de la valeur de $-K.\Delta f$ (avec $K = 50 \% \text{ de } P_{\max}/\text{Hz}$), dans la limite de $P_{\min}$. La réduction de puissance jusqu'à la valeur de $-K.\Delta f$ doit être effectuée en un temps $\leq \frac{-K.\Delta f}{\text{pente de baisse en MW/min}} .60$ s, où la pente de baisse est la pente la plus rapide déclarée dans les performances de fonctionnement de la fiche 1.

Références :

- décret [1], art. 5.
- arrêté [2], art. 15, 18, 19, 26 et 33 III.

3.4.2 Couplage rapide après découplage fortuit sur aléa réseau

[Champ d'application : toutes les installations.]

[L'article 23 II. prévoit que toute installation de puissance supérieure ou égale à 40 MW doit être capable de se reconnecter sans délai au RPT à la demande du GRT, mais qu'à titre dérogatoire, en cas d'impossibilité technique avérée, un délai au plus égal à 10 min est admissible. En d'autres termes, si l'installation a une capacité d'ilotage (repli en état de disponibilité), reconnexion dans les meilleurs délais (cohérence CART), sinon l'installation doit avoir une capacité de redémarrage rapide en moins de 10 min.]

[Si P_{max} de l'installation ≥ 40 MW, et pour l'installation disposant de capacité de repli dans une situation de disponibilité :]

Suite à l'apparition d'un phénomène affectant le RPT, l'installation peut se déconnecter fortuitement. Dans ce cas, l'installation doit disposer de capacités constructives à se replier dans une situation de disponibilité lui permettant de se reconnecter dans les meilleurs délais à la demande de RTE. L'ilotage sur les auxiliaires constitue une situation de disponibilité permettant le couplage dans les meilleurs délais.

RTE requiert le repli en situation de disponibilité dans les cas suivants de découplage de l'installation :

- Tension basse,
- Fréquence haute (autre que sur-vitesse),
- Fréquence basse,
- Rupture de synchronisme (nombre d'inversions de puissance), ,
- Protection homopolaire du transformateur de groupe (ou Maximum de courant dans le neutre)
- Protection de déséquilibre (Alternateur ou auxiliaire)

Les critères de repli en situation de disponibilité doivent être cohérents :

- avec les plages de fonctionnement exceptionnel et les durées minimales de fonctionnement définies dans le §3.4.1, pour les cas de fonctionnement des protections de tension basse, fréquence haute, fréquence basse,
- avec les critères de découplage définis dans le §3.7.4 pour le cas de fonctionnement des protections contre les ruptures de synchronisme,
- avec les critères de découplage définis dans le cahier des charges du système de protection contre les défauts d'isolement remis pas RTE pour le cas de fonctionnement de la protection homopolaire du transformateur de groupe et de la protection de déséquilibre.

Les critères conduisant au déclenchement de l'installation dans ces mêmes cas de découplage de l'installation doivent être sélectifs par rapport aux critères de repli en situation de disponibilité. Dans tous les cas, sur fonctionnement des protections d'exploitation, la fonction de repli en situation de disponibilité doit être privilégiée (tenue du groupe et de ses auxiliaires) sur le déclenchement de l'installation.

RTE demande que l'installation puisse tenir en situation de repli en état de disponibilité pendant au moins [...] heures.

[Si P_{max} de l'installation ≥ 40 MW et pour l'installation ne disposant pas de capacité de repli en état de disponibilité, mais disposant de capacité de redémarrage rapide :]

Suite à l'apparition d'un phénomène affectant le RPT, l'installation peut se déconnecter fortuitement. Dans ce cas, l'installation doit disposer de capacités constructives à se replier dans un état de

disponibilité lui permettant de se reconnecter dans les meilleurs délais à la demande de RTE. L'installation n'ayant pas cette capacité, il est accepté, conformément à l'arrêté [2], qu'elle se reconnecte à la demande de RTE avec un délai maximal de 10 min. Le délai maximal de reconnexion de l'installation est de [...] min.

[Si P_{max} de l'installation < 40 MW, l'article 23 I. prévoit que l'installation doit être capable de se reconnecter rapidement au RPT à la demande du GRT. Le délai nécessaire à la reconnexion doit être consigné dans la convention de raccordement.]

Suite à l'apparition d'un phénomène affectant le RPT, l'installation peut se déconnecter fortuitement. Dans ce cas, l'installation doit pouvoir se reconnecter rapidement à la demande de RTE. Le délai maximal de reconnexion de l'installation est de [...] min.

[Le cas échéant]

L'installation dispose d'une fonction de recouplage automatique dès le retour de la tension sur son poste de raccordement au RPT. Celle-ci doit être inhibée sur ordre de RTE, et doit être suspendue automatiquement si la tension au poste de raccordement est absente pendant plus de [...] minutes. *[par exemple 3 minutes]*

Références :

- décret [1], art. 5.
- arrêté [2], art. 23 I. et II.
- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.5 « Reconstitution du Réseau – Renvoi de tension ».

3.5 Participation au renvoi de tension et à la reconstitution du réseau

[Champ d'application : l'article 25 de l'arrêté prévoit que les installations de $P_{max} \geq 120$ MW ainsi que les installations de $P_{max} \geq 40$ MW, lorsqu'elles peuvent fonctionner sans alimentation électrique extérieure, doivent, si RTE le demande (cf. article 4 de l'arrêté), disposer de capacités constructives à participer à la reconstitution du réseau. Bien entendu, seules les installations ayant des capacités de réglage de la fréquence peuvent être éligibles à la participation à la reconstitution du réseau. Les capacités constructives pour le renvoi de tension ne sont requises que lorsqu'il existe un accord entre le producteur et un autre utilisateur pour la réalisation d'un renvoi de tension sur l'installation de ce dernier.]

3.5.1 Reconstitution du réseau

[Dans le cas d'installation raccordée avec une liaison à un disjoncteur, raccordement en piquage ... et suivant le plan des automates à manque de tension décidé par RTE]

L'installation ne doit pas perturber la reprise de service suite à un manque de tension généralisé sur le RPT. Dans ces conditions, le producteur doit installer sur le départ de l'installation un automate à manque de tension (AMU) qui, sur un manque de tension ($U_{PDL} < 20 \% U_n$) à partir d'un délai programmable, et réglé par défaut à [...] secondes, fasse ouvrir le disjoncteur HTB de l'installation. Un dispositif lié de refermeture automatique en cas de retour de la tension associé à un temps de veille configurable devra être prévu. Ce dernier dispositif sera par défaut inhibé.

La reprise de service se fera sur ordre du dispatching suivant des modalités définies dans la convention d'exploitation.

[Si l'installation ne comporte qu'un groupe, ne plus écrire dans ce qui suit, « chaque groupe », mais « le groupe »]

En plus des dispositions de l'article 25 de l'arrêté [2], l'installation doit disposer des capacités constructives suivantes pour participer à la reconstitution de réseau après incident. Les capacités constructives requises pour chaque groupe sont les suivantes :

[Si l'installation est raccordée en HTB3 ou en HTB2 :]

- émettre une information synthétique, sous forme de télésignalisation (« TS1 : disponible pour les besoins du réseau »), envoyée à RTE pour l'avertir qu'il est dans des conditions techniques lui permettant de participer à la reconstitution du réseau (typiquement en situation d'îlotage réussi et stabilisé) ;
- mettre à disposition de RTE des télémesures de fréquence, ou a minima doit être en mesure de communiquer, suite à toute demande de RTE, la fréquence à ses bornes ou sa vitesse de rotation ;
- être en mesure, à la demande de RTE, d'assurer le rôle de "pilote de la fréquence" (assurant par modifications successives de sa consigne de puissance le maintien de la fréquence du réseau séparé au voisinage de la valeur objectif de 50 Hz) tant que l'installation dispose de la réserve de puissance suffisante ;
- disposer d'un régulateur de vitesse réglé pour la tenue d'un réseau séparé de façon à assurer un fonctionnement stable sur un réseau de caractéristiques notablement éloignées de celles du RPT, en termes d'inertie de réseau, de puissance de court-circuit, de stabilité en tension et en fréquence ;
- disposer d'un régulateur de tension réglant la tension statorique de la machine selon une consigne modifiable sur ordre de RTE ou en autonome. **[Si ce régulateur comporte des boucles stabilisatrices utilisant par exemple la puissance ou la fréquence,]** Les boucles stabilisatrices doivent pouvoir, si besoin, être mises hors service ;
- supporter sans déclenchement les transitoires éventuels générés par le recouplage du réseau séparé au réseau général ;

3.5.2 Renvoi de tension**[A traiter au cas par cas.]****Références :**

- arrêté [2], art. 4 et 25.
- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.5 « Reconstitution du Réseau – Renvoi de tension ».

3.6 Contribution au maintien à l'équilibre d'un réseau séparé

[Champ d'application : non requis par l'arrêté, mais systématiquement demandé pour toute installation ayant des capacités de réglage de la fréquence. Ce paragraphe ne concerne que les réseaux séparés fortuits utilisant des ouvrages du RPT dont le maintien sous tension relève de la seule responsabilité de RTE. Le réseau séparé constitué par le producteur et ses consommations propres, déconnecté du réseau, est une affaire privée. Les réseaux séparés de petite taille réalisés à la demande de producteurs et de consommateurs ne sont possibles qu'avec l'accord de RTE et nécessitent des capacités constructives particulières décrites dans le Documentation Technique de Référence.]

[Si l'installation ne comporte qu'un groupe, ne plus écrire dans ce qui suit, « chaque groupe », mais « le groupe »]

L'installation doit pouvoir participer au maintien à l'équilibre de réseaux séparés de grande taille (plusieurs consommateurs et d'autres producteurs) suite à incident. Les capacités constructives requises pour chaque groupe sont les suivantes :

- pouvoir dégager une puissance d'au moins 5 à 10 % de la puissance continue nette sur une sollicitation en échelon ;
- pouvoir fonctionner sur une large plage de puissance, en particulier à des niveaux de puissance peu élevés pouvant aller jusqu'à $0,15.P_{\max}$ et s'y maintenir pendant au moins 2 heures ;
- être en mesure, à la demande de RTE, d'assurer le rôle de "pilote de la fréquence" (assurant par modifications successives de sa consigne de puissance le maintien de la fréquence du réseau

séparé au voisinage de la valeur objectif de 50 Hz) tant que l'installation dispose de la réserve de puissance suffisante ;

- le régulateur de vitesse doit être réglé pour la tenue d'un réseau séparé de façon à assurer un fonctionnement stable sur un réseau de caractéristiques notablement éloignées de celles du RPT, en termes d'inertie de réseau, de puissance de court-circuit, de stabilité en tension et en fréquence. Dans le cas où les performances attendues nécessitent, pour le réseau séparé, un jeu de paramètres spécifiques, celui-ci peut, sur demande explicite de RTE, être présent en permanence ou être activé automatiquement sur des critères de présomption d'un réseau séparé à définir par RTE ;
- le régulateur de tension doit régler la tension statorique de la machine selon une consigne modifiable sur demande de RTE ou en autonome. [Si ce régulateur comporte des boucles stabilisatrices utilisant par exemple la puissance ou la fréquence,] Les boucles stabilisatrices doivent pouvoir, si besoin, être mises hors service ;
- supporter sans déclenchement les transitoires éventuels générés par le recouplage du réseau séparé au réseau général, dans les limites éventuelles des écarts maximaux de tension et de fréquence définis par les constructeurs.

Références :

- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.4 « Réseau séparé ».

3.7 Stabilité

Conformément à l'article 3 de l'arrêté [2], le producteur doit communiquer à RTE les résultats d'études concernant la stabilité de son installation.

Ces études sont des études génériques effectuées pour chaque groupe de production de l'installation à l'aide de schémas de réseau simplifiés standards où le groupe de production est mis en antenne sur un réseau de tension et fréquence constantes (réseau dit « infini ») au travers de son transformateur et de réactances de liaison. Ces réactances sont paramétrées en fonction de deux valeurs « a » et « b » standards :

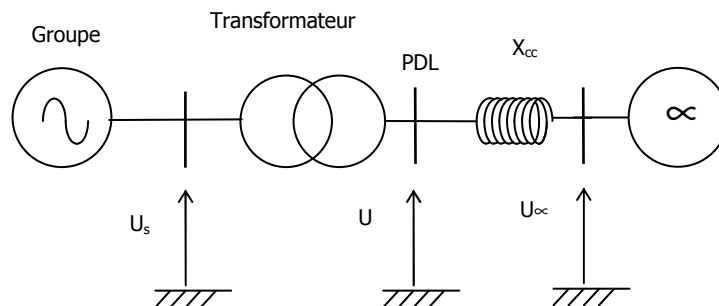
- « a » = 0,05 p.u. base U_{dim} , S_{na}
- « b » = [...] p.u. base U_{dim} , S_{na}

[si $P_{max} \geq 800$ MW : $b = 0,6$ p.u ; si 800 MW $> P_{max} \geq 250$ MW : $b = 0,54$ p.u ; si $P_{max} < 250$ MW : $b = 0,3$ p.u]

3.7.1 Stabilité en petits mouvements

[Champ d'application : toutes les installations]

L'étude de stabilité en petits mouvements est réalisée à l'aide d'un schéma de réseau simplifié où le groupe de production est mis en antenne sur un réseau « infini » au travers d'une réactance de liaison X_{cc} . L'étude est réalisée pour les deux valeurs extrêmes de réactance de liaison X_{cc} = « a » et X_{cc} = « b ».



3.7.1.1 Evaluation de la robustesse

Calcul des marges de stabilité (marge de module, marge de module complémentaire, marge de retard, cf. annexe 2 du présent cahier des charges) pour le point de fonctionnement $P = P_{max}$ groupe, $Q = 0$ et $U = U_{dim}$ ainsi que pour les trois points de fonctionnement suivants :

$$A : P = P_{\max \text{ groupe}}, Q = 0,32P_{\max \text{ groupe}} \text{ et } U = U_{\dim}$$

$$B : P = P_{\max \text{ groupe}}, Q = 0,3P_{\max \text{ groupe}} \text{ et } U = 0,9U_{\dim}$$

$$C : P = P_{\max \text{ groupe}}, Q = -0,35P_{\max \text{ groupe}} \text{ et } U = U_{\dim}$$

La valeur de la tension du réseau infini U_{∞} doit rester dans les limites du régime exceptionnel. Au besoin, la puissance réactive du groupe peut être modifiée pour respecter cette contrainte.

La régulation d'excitation du groupe de production doit présenter pour l'ensemble des points de fonctionnement demandés *[Dans le cas où le régulateur de tension est de type 2 :]*, et pour une valeur de λ égale à *[...P%]*:

- Une marge de module supérieure ou égale à 0,34
- Une marge de module complémentaire supérieure à 0,33
- Une marge de retard supérieure à 34 ms

Le modèle doit représenter toutes les dynamiques (constantes de temps, retards purs) supérieures ou égales à 10 ms.

[Si l'installation dispose d'un asservissement de puissance réactive (APR) :]

L'évaluation de la robustesse est réalisée en supposant l'APR hors service.

3.7.1.2 Echelon de consigne du réglage primaire de tension

Echelon de +2 % sur la consigne du réglage primaire de tension du groupe initialement à $P = P_{\max \text{ groupe}}, Q = 0$ et $U = U_{\dim}$. La consigne initiale du réglage de tension est déterminée par ce point de fonctionnement.

[Si l'installation dispose d'un asservissement de puissance réactive (APR) :]

Cet échelon est réalisé en supposant successivement l'APR hors service et en service (avec niveau RST constant).

Le groupe de production doit rester stable (pas de perte de synchronisme et/ou pas de déclenchement sur une protection de l'installation).

Le temps d'établissement de la puissance active au point de livraison à ± 1 % de sa valeur finale doit être inférieur à 10 secondes *[Dans le cas d'un régulateur de tension de type 2]*, pour une valeur de λ égale à *[...P%]*.

[Si l'installation dispose d'un asservissement de puissance réactive (APR) :]

3.7.1.3 Echelon de niveau du réglage secondaire de tension

Echelon de +4 % sur le niveau RST du groupe initialement à $P = P_{\max \text{ groupe}}, Q = 0$ et $U = U_{\dim}$. L'APR est supposé en service. Le niveau RST est déterminé par le point de fonctionnement du groupe défini précédemment.

Le groupe de production doit rester stable (pas de perte de synchronisme et pas de déclenchement sur une protection de l'installation).

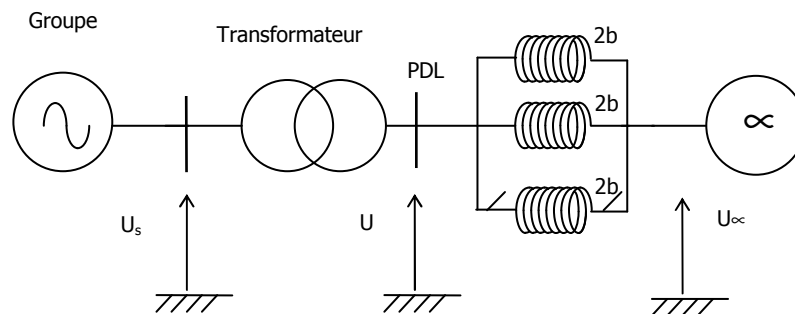
Références :

- arrêté [2], art. 3.
- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.3 « Stabilité ».

3.7.2 Stabilité sur report de charge

[Champ d'application : toutes les installations, hors éolien et photovoltaïque]

L'étude de stabilité sur report de charge est réalisée à l'aide d'un schéma simplifié du réseau où le groupe de production est mis en antenne sur un réseau « infini » au travers de 3 lignes de réactance « 2b » en parallèle.



Ouverture d'une ligne avec le groupe de production initialement à $P = p_{\max \text{ groupe}}$, $Q = 0$ et $U = U_{\dim}$. La consigne initiale du réglage de tension est déterminée par ce point de fonctionnement.

[Si l'installation dispose d'un asservissement de puissance réactive (APR) :]

Cette étude est réalisée en supposant successivement l'APR hors service et en service (avec niveau RST constant).

Le groupe de production doit rester stable (pas de perte de synchronisme et/ou pas de déclenchement sur une protection de l'installation).

Le temps d'établissement de la puissance électrique au point de livraison à $\pm 5 \%$ de sa valeur finale doit être inférieur à 10 secondes **[Pour un régulateur de tension de type 2]**, pour une valeur de λ égale à **[...] %**.

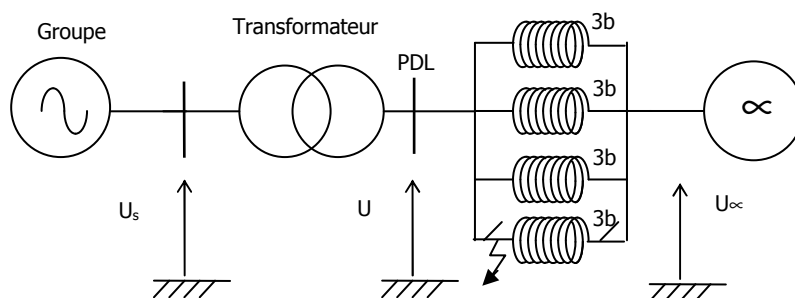
Références :

- arrêté [2], art. 3.
- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.3 « Stabilité ».

3.7.3 Stabilité sur court-circuit

[Champ d'application : toutes les installations, hors éolien et photovoltaïque]

L'étude de stabilité sur court-circuit est réalisée à l'aide d'un schéma de réseau simplifié où le groupe de production est mis en antenne sur un réseau « infini » au travers de 4 lignes de réactance $3b$ en parallèle.



Défaut triphasé situé sur une des lignes de liaison à une distance du PDL égale à 1% de la longueur totale de la ligne, éliminé en un temps T par l'ouverture des disjoncteurs, avec le groupe de production initialement à $P = p_{\max \text{ groupe}}$, $Q = 0$ et $U = U_{\dim}$. La consigne initiale du réglage de tension est déterminée par ce point de fonctionnement.

Le temps d'application du défaut T simulé = **[...] ms**

[en HTB 3 : $T = 85 \text{ ms}$; en HTB 2 : $T = 85 \text{ ms}$; en HTB 1 : $T = 150 \text{ ms}$]

[Si l'installation dispose d'un asservissement de puissance réactive (APR) :]

Cette étude est réalisée en supposant l'APR hors service.

[Pour un régulateur de tension de type 2], Cette étude est réalisée pour une valeur de λ égale à **[...] %**.

Le producteur calcule le temps limite d'élimination des défauts à partir duquel le court-circuit n'entraîne pas la perte de stabilité (précision de 5 ms).

Le groupe de production doit rester stable (pas de perte de synchronisme et/ou pas de déclenchement sur une protection de l'installation).

Le temps d'établissement de la puissance électrique au point de livraison à ± 5 % de sa valeur finale doit être inférieur à 10 secondes.

Références :

- arrêté [2], art. 3 et 17.
- Documentation Technique Référence [3], art. 4.3 « Stabilité ».

3.7.4 Comportement en cas de rupture de synchronisme

[Champ d'application : installations avec des machines synchrones]

[Si l'installation est d'une puissance inférieure ou égale à 120 MW :]

[Le critère de détection de la rupture de synchronisme dépendra de la protection installée par le producteur. A adapter en conséquence.]

L'installation doit se découpler dès la détection d'une perte de synchronisme, c'est à dire dès lors qu'un tour électrique d'angle interne ou une inversion de puissance est atteint.

[Si l'installation est d'une puissance P_{max} supérieure à 120 MW :]

Conformément à l'article 23 III. de l'arrêté [2], en cas de rupture fortuite du synchronisme avec le RPT, l'installation doit disposer d'une capacité constructive à supporter sans dommage avant de se déconnecter :

- 4 tours d'angle interne ;
- 20 inversions de puissance.

La séparation du réseau intervenant dès que l'un ou l'autre des 2 critères est atteint.

Néanmoins, en cas de rupture de synchronisme suite à un défaut sur le système d'excitation, l'installation peut se déconnecter sans délai.

[Si l'installation est d'une puissance supérieure à 120 MW et comporte plusieurs groupes :]

Le réglage des protections contre les ruptures de synchronisme peut être différencié suivant les groupes de l'installation, tout en respectant les capacités constructives des groupes.

Références :

- arrêté [2], art. 23 III.
- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.3 « Stabilité ».

3.7.5 Découplage réglage fréquence/tension

[Champ d'application : toutes les installations, hors éolien et photovoltaïque]

Toute variation de fréquence inférieure à 250 mHz sur une dizaine de secondes ne doit pas conduire à une variation transitoire de la tension au point de livraison supérieure à 5 % de U_n .

3.8 Non déclenchement sur creux de tension

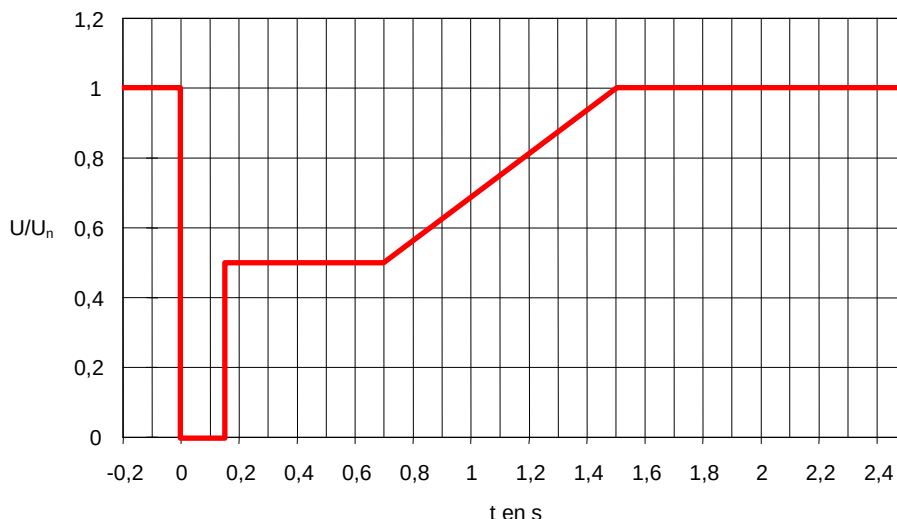
[Champ d'application : toutes les installations]

Pour tout creux de tension triphasé ou monophasé d'amplitude inférieure ou égale au gabarit ci-dessous *[dans le cas d'une installation avec machines synchrones]* n'entraînant pas la rupture de synchronisme de l'installation, mais pouvant affecter son fonctionnement, et notamment celui des auxiliaires, l'installation ne doit pas déclencher.

[La partie du réseau HTB2 équipée en « plan proche » – c'est à dire avec un plan de protection de performance équivalente à celui équipant le réseau HTB3 en raison de contraintes de stabilité – constitue le réseau « HTB2 maillé » (anciennement réseau d'interconnexion), le reste du réseau HTB2 constituant le réseau HTB2 non maillé (anciennement réseau de répartition).]

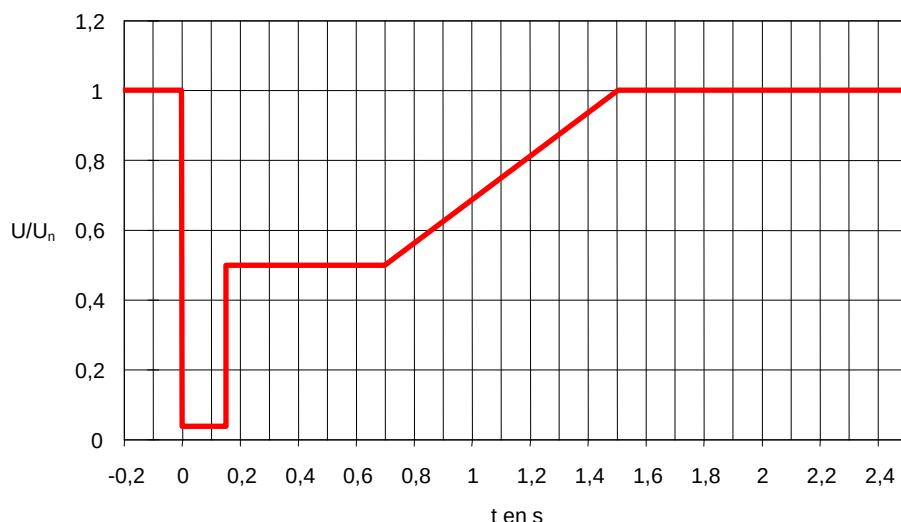
[Si l'installation est raccordée à un réseau HTB3 ou HTB2 maillé, et hors mesure provisoire décrite juste après :]

- creux de tension de 100 % pendant 150 ms,
- palier à 0,5 U_n pendant les 550 ms suivantes,
- retour linéaire à U_n pendant les 800 ms suivantes.



[Mesure provisoire lorsque la PTF a été transmise au plus tard le 30/09/09 : si l'installation est une installation éolienne et si elle est raccordée à un réseau HTB3 ou HTB2 maillé :]

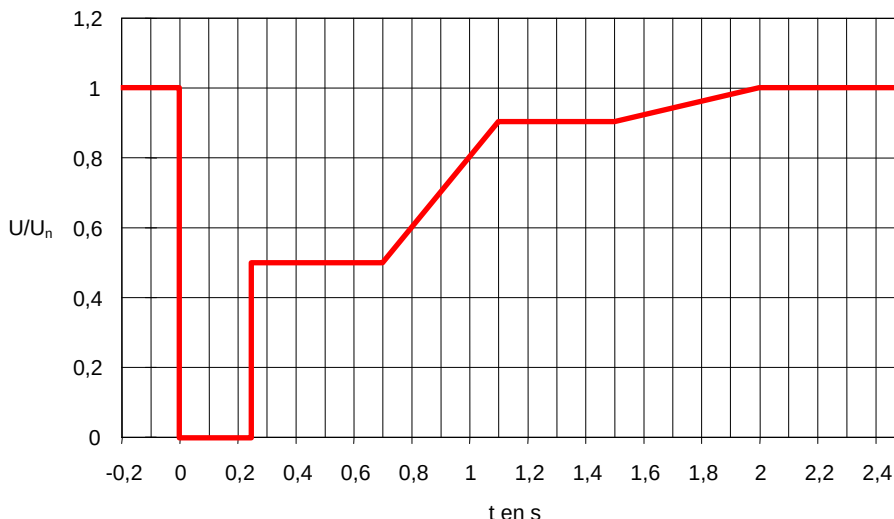
- creux de tension de 95 % pendant 150 ms,
- palier à 0,5 U_n pendant les 550 ms suivantes,
- retour linéaire à U_n pendant les 800 ms suivantes.



[Si l'installation n'est pas une installation éolienne et si elle est raccordée à un réseau HTB1 ou HTB2 non maillé :]

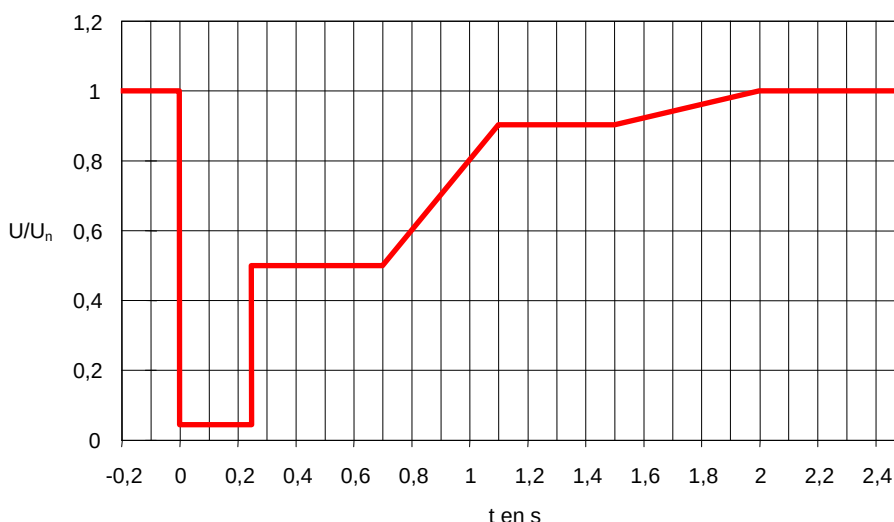
- creux de tension de 100 % pendant 250 ms,

- palier à $0,5 U_n$ pendant les 450 ms suivantes,
- retour linéaire à $0,9 U_n$ pendant les 400 ms suivantes,
- palier à $0,9 U_n$ pendant les 400 ms suivantes,
- retour linéaire à U_n pendant les 500 ms suivantes.



[Si l'installation est une installation éolienne et si elle est raccordée à un réseau HTB1 ou HTB2 non maillé, et hors mesure provisoire décrite juste après :]

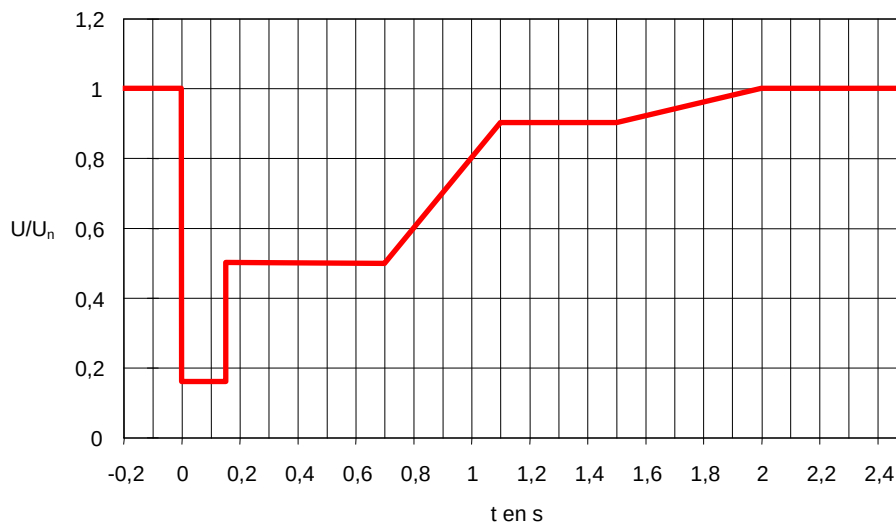
- creux de tension de 95 % pendant 250 ms,
- palier à $0,5 U_n$ pendant les 450 ms suivantes,
- retour linéaire à $0,9 U_n$ pendant les 400 ms suivantes,
- palier à $0,9 U_n$ pendant les 400 ms suivantes,
- retour linéaire à U_n pendant les 500 ms suivantes.



[Mesure provisoire lorsque la PTF a été transmise au plus tard le 30/09/09 : si l'installation est une installation éolienne et si elle est raccordée à un réseau HTB1 ou HTB2 non maillé :]

- creux de tension de 85 % pendant 150 ms,
- palier à $0,5 U_n$ pendant les 550 ms suivantes,
- retour linéaire à $0,9 U_n$ pendant les 400 ms suivantes,

- palier à $0,9 U_n$ pendant les 400 ms suivantes,
- retour linéaire à U_n pendant les 500 ms suivantes.



Références :

- arrêté [2], art. 16 et 33 II.
- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.3 « Stabilité ».

3.9 Perturbations

[Champ d'application : toutes les installations.]

[Conformément à l'article 21 de l'arrêté, si la puissance de court-circuit du RPT au point de livraison est inférieure à 400 MVA en HTB1, à 1500 MVA en HTB2 et à 7000 MVA en HTB3, les limites de perturbations indiquées ci-dessous sont à modifier en les multipliant par le rapport entre la valeur de puissance de court-circuit de référence correspondante indiquée ci-dessus et la puissance de court-circuit effectivement fournie par le RPT au PDL.]

Conformément à l'article 21 de l'arrêté [2], les perturbations produites par l'installation de production, mesurées au point de livraison, ne doivent pas excéder les valeurs limites autorisées ci-dessous :

[en HTB1 et HTB2 :]

- A-coup de tension (notamment au couplage) : amplitude max = 5 %
- Papillotement : $Pst_{max} = 1$
- Déséquilibre : taux de déséquilibre max = 1 %
- Harmoniques : courants harmoniques maximaux $I_{hn\ max} = k_n \frac{S}{\sqrt{3}U_c}$

où k_n est le coefficient de limitation défini en fonction du rang n de l'harmonique :

Rangs impairs	k_n (%)	Rangs pairs	k_n (%)
3	6,5	2	3
5 et 7	8	4	1,5
9	3	> 4	1
11 et 13	5		
> 13	3		

Taux global max : $\tau_{g\ max} = 8\ %$

[en HTB3 :]

- A-coup de tension (notamment au couplage) : amplitude max = 3 %

- Papillotement : $P_{st_{max}} = 0,6$
- Déséquilibre : taux de déséquilibre max = 0,6 %
- Harmoniques : courants harmoniques maximaux $I_{hn \max} = k_n \frac{S}{\sqrt{3}U_c}$

où k_n est le coefficient de limitation défini en fonction du rang n de l'harmonique :

Rangs impairs	k_n (%)	Rangs pairs	k_n (%)
3	3,9	2	1,8
5 et 7	4,8	4	0,9
9	1,8	> 4	0,6
11 et 13	3		
> 13	1,8		

Taux global max : $\tau_{g \max} = 4,8 \%$

Références :

- arrêté [2], art. 21.

3.10 Echanges d'informations

3.10.1 Transmission d'ordres à exécution rapide

[Champ d'application : les installations de plus de 40 MW.]

Conformément à l'article 24 de l'arrêté [2], l'installation doit être équipée d'un équipement permettant aux centres de conduite de RTE de lui communiquer des instructions destinées à mettre en œuvre des modifications du régime de fonctionnement dans le but d'assurer la sécurité et la sûreté du RPT et la qualité de son fonctionnement.

A ce titre, l'installation acquiert les instructions émises par RTE lors de situations exceptionnelles (ordres de sauvegarde), via le Système d'Alerte et de Sauvegarde (SAS)⁶ ou, en cas de défaillance du SAS, via le Système Téléphonique de Sécurité (STS)⁷.

L'éventail des messages susceptibles d'être reçus par le producteur et la conduite à tenir à leur réception sont définis dans la convention d'exploitation.

Références :

- arrêté [2], art. 24 III., 24 IV. et 24 V.
- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.7 « Echange d'informations et système de téléconduite ».

3.10.2 Nature des informations échangées

[Champ d'application : toutes les installations.]

[Pour les installations qui ont des capacités constructives à participer aux réglages secondaires de fréquence et/ou de tension :]

Conformément à l'article 24 de l'arrêté [2], l'installation doit être dotée des équipements nécessaires pour pouvoir communiquer en permanence à RTE des informations relatives à l'exploitation de l'installation et de recevoir de la part de RTE des commandes d'exploitation devant être exécutées par l'installation.

⁶ Le Système d'Alerte et de Sauvegarde (SAS) est une messagerie d'exploitation dédiée aux situations de crise, permettant de transmettre des ordres prédéfinis, à exécuter par les opérateurs des sites et centres de conduite de production, afin de garantir la tenue des paramètres essentiels du Système Electrique (fréquence, tension) dans les limites autorisées. Ces ordres sont acquittés par l'opérateur témoignant ainsi de leur prise en compte par ce dernier.

⁷ Le Système Téléphonique de Sécurité (STS) est constitué d'un réseau de transmission numérique partagé avec celui transmettant les informations de téléconduite, et de terminaux téléphoniques dédiés, installés dans les centres de conduite de RTE et dans les sites des utilisateurs du RPT (sites ou centres de conduite de la production). Ce réseau n'a pas de point commun avec le Réseau Téléphonique Commuté Public (RTCP) afin de s'affranchir du risque de congestion et répond ainsi aux exigences du législateur [loi du 15 janvier 1906 sur les distributions d'électricité [article 61 (télécommunications) et décret du 29 juillet 1927 modifié en 1935, 1950 et 1975]

A ce titre, les commandes reçues de la part de RTE et devant être exécutées par l'installation sont :

- le niveau de télé réglage fréquence - puissance N_{RSFP}
- *[si réglage secondaire de tension de type RST commandé en niveau de réactif :]* le niveau de télé réglage de tension K
- *[si réglage secondaire de tension de type RST commandé en ΔU_c :]* la commande $\Delta U_{consigne}$.

, Les informations communiquées à RTE sont :

[Si l'installation ne comporte qu'un seul groupe, remplacer dans ce qui suit « chaque alternateur » ou « chaque groupe » par « l'alternateur » ou « le groupe »]

- *[si l'installation n'est pas une installation éolienne ou photovoltaïque :]* les valeurs de puissance active et réactive au stator de chaque alternateur
- la tension composée au stator de chaque alternateur avec une résolution de 0,01 kV,
- *[si l'installation est une installation éolienne ou photovoltaïque :]* les valeurs de puissance active et réactive au PDL de l'installation,
- l'état du disjoncteur propriété du producteur et situé sur la liaison de raccordement,
- *[si l'installation est équipée d'un automate à manque de tension AMU :]* télé signalisation correspondant à l'ordre d'ouverture du disjoncteur sur la liaison de raccordement par l'automate à manque de tension (DT.AMU c.f § 2.5.1).
- *[si l'installation est raccordée par une liaison de raccordement propriété de RTE :]*
- télé signalisation correspondant à l'émission d'un ordre déclenchement du disjoncteur propriété du producteur et situé sur la liaison de raccordement suite à un défaut détecté en direction du réseau RTE (DT.AVAL)
- télé signalisation correspondant à l'émission d'un ordre déclenchement du disjoncteur propriété du producteur et situé sur la liaison de raccordement suite à un défaut détecté en direction de l'installation du producteur (DT.AMONT)
- *[si l'installation est muni d'un transformateur avec régleur en charge :]* télé mesure du numéro de la prise en cours du régleur en charge du transformateur principal,
- *[si l'installation n'est pas une installation éolienne ou photovoltaïque :]* l'état de l'organe de couplage, matérialisant le raccordement de chaque groupe au RPT,
- *[dans le cas d'une installation éolienne ou photovoltaïque :]* le nombre de générateurs couplés,
- l'état des télé signalisations matérialisant la participation effective de chaque groupe aux réglages secondaires de tension (*[si réglage secondaire de tension de type RST commandé en niveau ou en ΔU_c :]* groupe en/hors butée de UQ-, groupe en/hors butée de UQ+, *[si réglage secondaire de tension de type RST commandé en niveau :]* participation RST ES/HS, *[si réglage secondaire de tension de type RST commandé en ΔU_c :]* participation RSCT ES/HS) ou de fréquence (groupe en/hors RSFP).
- *[si réglage secondaire de tension de type RST en niveau :]* le niveau du RST, K , reçu par l'installation.
- *[si réglage secondaire de tension de type RST commandé en ΔU_c :]* la commande $\Delta U_{consigne}$ reçue par chaque groupe.
- *[si réglage secondaire de tension de type RST commandé en ΔU_c :]* la valeur de $U_{consigne}$ appliquée au régulateur primaire de tension de chaque groupe.
- le niveau du RSFP, N_{RSFP} , reçu par l'installation.

- *[Si le groupe a des capacités constructives pour participer à la reconstitution du réseau ou au renvoi de tension :] la fréquence du groupe, pour les phases de reconstitution du réseau.*
- *[Si le groupe a des capacités constructives pour participer à la reconstitution du réseau ou au renvoi de tension :]* quand cela est nécessaire et pour chaque groupe, la télésignalisation « : disponible pour les besoins du réseau », indiquant que le groupe est dans des conditions techniques lui permettant de participer à la reconstitution du réseau (typiquement en situation d'îlotage réussi et stabilisé)

[Pour les installations qui n'ont pas de capacités constructives à participer aux réglages secondaires de fréquence et/ou de tension :]

Conformément à l'article 24 de l'arrêté [2], l'installation doit être dotée des équipements nécessaires pour pouvoir communiquer en permanence à RTE des informations relatives à l'exploitation de l'installation.

A ce titre, les informations à communiquer sont :

[Si l'installation ne comporte qu'un seul groupe, remplacer dans ce qui suit « chaque groupe » par « le groupe »]

- les télémesures de puissance active et réactive au niveau du point de livraison.
- la tension composée au point de livraison de l'installation,
- la position du disjoncteur, propriété de l'utilisateur, situé sur la liaison de raccordement
- *[si l'installation est muni d'un transformateur avec régleur en charge :]* télémesure numéro de la prise en cours du régleur en charge du transformateur principal,
- *[si l'installation n'est pas une installation éolienne ou photovoltaïque :]* l'état de l'organe de couplage, matérialisant le raccordement de chaque groupe au RPT,
- *[dans le cas d'une installation éolienne ou photovoltaïque :]* le nombre de générateurs couplés,
- *[si l'installation est équipée d'un automate à manque de tension AMU :]* télésignalisation correspondant à l'ordre d'ouverture du disjoncteur sur la liaison de raccordement par l'automate à manque de tension (DT.AMU c.f. § 2.5.1).
- *[si l'installation est raccordée par une liaison de raccordement propriété de RTE:]*
- télésignalisation correspondant à l'émission d'un ordre déclenchement du disjoncteur propriété du producteur et situé sur la liaison de raccordement suite à un défaut détecté en direction du réseau RTE (DT.AVAL).
- télésignalisation correspondant à l'émission d'un ordre déclenchement du disjoncteur propriété du producteur et situé sur la liaison de raccordement suite à un défaut détecté en direction de l'installation du producteur (DT.AMONT)

[Si le groupe a des capacités constructives pour participer à la reconstitution du réseau ou au renvoi de tension]

- quand cela est nécessaire et pour chaque groupe, la télésignalisation « TS1 : disponible pour les besoins du réseau », indiquant que le groupe est dans des conditions techniques lui permettant de participer à la reconstitution du réseau (typiquement en situation d'îlotage réussi et stabilisé)

Références :

- arrêté [2], art. 24.
- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.7 « Echange d'informations et système de téléconduite ».

3.10.3 Performances attendues pour la mise à disposition des téléinformations et la prise en compte des ordres

[Champ d'application : toutes les installations.]

Les changements d'état⁸ de toutes les télésignalisations mentionnées au §3.10.2, sont mis à disposition du réseau de transmission de responsabilité RTE en moins de 3 s. Les changements d'état des organes de coupure sont datés à 10 ms près, les autres télésignalisations le sont à 1 s près.

Les télémesures sont élaborées soit cycliquement avec une période maximale de 10 s soit sur changement de valeur avec seuil et mises à disposition du réseau de transmission de responsabilité RTE en moins de 10 s à compter de leur captation s'il s'agit d'un site isolé ou de moins de 15 s s'il s'agit d'un site piloté par un centre de conduite de la production.

Les dispositions de maintien en conditions opérationnelles des équipements installés sur le site de l'installation doivent permettre de garantir une disponibilité des informations au moins égale à 99,3 % (taux de disponibilité annuel).

La précision des capteurs de mesure, distincts des dispositifs de comptage est au moins égale à 0,5 % (classe 0,5) dans les conditions fixées par la norme NF EN 60688 et ses additifs de 1999 et 2001.

[Pour les installations qui ont des capacités constructives à participer aux réglages secondaires de fréquence et/ou de tension :]

Les modifications des consignes de puissance ou de tension, dues à l'action des téléajustages de fréquence-puissance ou de tension sont appliquées aux groupes concernés dans un délai < 10 s à compter de la réception des niveaux par l'installation.

[Pour les installations de plus de 40 MW :]

La prise en compte (alarme de l'opérateur) des ordres de sauvegarde doit pouvoir être effective dans un délai inférieur à 10 s après sa réception par l'installation. L'effet sur l'injection ou le soutirage de puissance sur le réseau ne doit pas excéder une dizaine de minutes.

Références :

- arrêté [2], art. 24.
- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.7 « Echange d'informations et système de téléconduite ».

3.10.4 Modalités et protocoles d'échange

[Champ d'application : toutes les installations.]

Tous les messages échangés entre l'installation et le centre de conduite de RTE s'effectuent en utilisant les services du protocole IP (Internet Protocol). Ces messages sont structurés selon leur nature :

- les informations de téléconduite (télémesures, télésignalisations, ainsi que les niveaux de téléajustage) sont transmises par paquets structurés en respectant les formats de la norme internationale CEI 60870-5-104 ;

Nota : les informations relatives aux programmes de fonctionnement des groupes sont échangées via les réseaux publics de communication, elles ne sont pas dans le périmètre du présent cahier des charges. *[Pour les installations de plus de 40 MW]*

- les échanges téléphoniques d'exploitation s'effectuent via des équipements du Système Téléphonique de Sécurité (STS) qui respectent le protocole H323 ; les flux sont numérisés et décompressés au standard international ITU-T G. 723.1 ;
- les ordres de sauvegarde sont spécifiés dans la note d'échange technique, annexée à la convention d'exploitation ;

Références :

- arrêté [2], art. 24.
- Documentation Technique de Référence [3], art. 4.7 « Echange d'informations et système de téléconduite ».

⁸ Dans tout ce qui suit, on appelle "changement d'état" l'acquisition par l'équipement de téléconduite local d'une boucle sèche matérialisant l'ouverture ou la fermeture d'un contact.

4. FICHES DE CONTROLE AVANT L'ACCES DEFINITIF AU RESEAU

Les contrôles avant la mise en service sont réalisés à l'aide des fiches présentes en annexe 2, 3 et 4 du présent cahier des charges (cf. article 2-3 de la convention engagement de performances).

Liste des fiches de contrôle

Etape 1 (annexe 2) : Contrôles à réaliser avant la première mise sous tension par le RPT de l'installation (dossier intermédiaire)

Fiches	Contrôle	Nature du contrôle	Installation concernée : oui / sans objet
1	Liste des données	Informations	Oui
2	Qualification des matériels électriques	Information	Oui
3	Conformité du système de protection	Informations	Oui
4	Conformité des systèmes dédiés aux échanges d'information	Informations	Oui

Etape 2 (annexe 3) : Contrôles à réaliser avant le premier couplage du groupe (dossier intermédiaire)

Fiches	Contrôle	Nature du contrôle	Installation concernée : oui / sans objet
5	Capacité constructive en réactif	Simulations	Oui
6	Comportement dynamique de la régulation de tension et stabilité en petits mouvements	Simulations	Oui
7	Stabilité sur report de charge	Simulations	Oui
8	Stabilité sur court-circuit	Simulations	Oui
9	Tenue de l'installation aux creux de tension	attestation	Oui
10	Tenue de la tension sur variation de fréquence	Simulations	Oui

Etape 3 (annexe 4) : Contrôles à réaliser lors de la période d'essais (dossier final)

Fiches	Contrôle	Nature du contrôle	Installation concernée
11	Test des systèmes dédiés aux échanges d'information	Essai réel	Oui
12	Couplage au réseau	Essai réel	Oui
13	Qualité de fourniture	Essai réel	Oui
14	Réglage primaire de fréquence	Essai réel	Oui
15	Réglage secondaire de fréquence	Essai réel	Oui
16	Réglage secondaire de fréquence	Essai réel	Oui
17	Réglage primaire de tension et capacité en réactif	Essai réel	Oui
18	Réglage secondaire de tension commandé en niveau de réactif	Essai réel	Oui
19	Réglage secondaire de tension commandé en niveau de réactif	Essai réel	Oui
18	Réglage secondaire de tension commandé en ΔU_d	Essai réel	Oui
19	Réglage secondaire de tension commandé en ΔU_d	Essai réel	Oui
20	Dispositif de baisse de puissance sur augmentation de fréquence	<i>[Dans le cas d'une installation ne disposant pas de capacités constructives de réglage primaire de fréquence :]</i> Essai réel <i>[Dans le cas d'une installation disposant de capacités constructives de réglage primaire de fréquence :]</i> Attestation	Oui
21	Ilotage	Essai réel	Oui
22	Redémarrage rapide	Essai réel	Oui
23	Automate	Essai réel	Oui

Références :

- décret [1], art. 8.
- Documentation Technique de Référence [3], art. 1.1 « Processus de Raccordement » et Chapitre 5 « Vérification initiale de conformité des installations ».

5. REFERENCES

- [1] Décret n°2008-386 du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement pour le raccordement d'installations de production aux réseaux publics d'électricité.
- [2] Arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'électricité d'une installation de production d'énergie électrique.
- [3] Documentation Technique de Référence en date du *[date d'envoi du CdC au producteur]*?

6. LISTE DES ANNEXES

ANNEXE 1 : Spécifications du réglage secondaire en consigne de tension (RSCT et ΔU consigne)

ANNEXE 2 : Principes de calcul des marges de stabilité

ANNEXE 3 : Informations à fournir par le producteur (Etape 1)

ANNEXE 4 : Simulations à réaliser par le producteur (Etape 2)

ANNEXE 5 : Essais à réaliser par le producteur (Etape 3)

ANNEXE 6 : Critères de tracé des diagrammes U,Q et cahier des charges informatique

ANNEXE 1 : SPECIFICATIONS DU REGLAGE SECONDAIRE EN CONSIGNE DE TENSION (RSCT ET AU CONSIGNE)

1) ELABORATION DES TELEINFORMATIONS

1. TM de groupe

Les TM sont mesurées simultanément toutes les 10s⁹. La synchronisation des mesures est réalisée par un top synchro « mesures » calé à la seconde près par rapport à l'horloge du centre de conduite régional de RTE.

Les TM sont datées au top synchro « mesures ».

Il s'agit des valeurs P_{stator} , Q_{stator} , U_{stator} , U_c . Chacune de ces valeurs est constituée, pour :

- la TM P_{stator} de la mesure de la puissance active statorique, associée à sa validité,
- la TM Q_{stator} de la mesure de la puissance réactive statorique, associée à sa validité,
- la TM U_{stator} de la mesure de la tension composée statorique, associée à sa validité,
- la TM U_c de la mesure de la consigne de tension appliquée au régulateur primaire, associée à sa validité.

La précision de la chaîne complète de mesure demandée est de 0,5 % sortie ETL (*pleine échelle*). Cette chaîne doit être réalisée dans les règles de l'art (filtre anti-repliement,...) avec une résolution de 0,2 %.

Ces informations sont échangées avec les résolutions suivantes :

- 0,1 MW pour la puissance active stator (P_{stator}),
- 0,1 Mvar pour la puissance réactive stator (Q_{stator}),
- 0,01 kV pour la tension stator composée (U_{stator}).

La TM U_c doit avoir une précision de 0,5 % sortie ETL sur la plage de réglage 0,9 à 1,1 U_n avec une résolution de 0,2 %. Cette information est échangée avec la même unité que la tension stator (0,01 kV).

2. TS de groupe

Pour chaque groupe, il s'agit des TS :

1. « couplage », qui permet de savoir si le groupe est couplé sur le réseau,
2. « RSCT » en ou hors service,
3. « groupe en butée UQ+ » qui signale que le régulateur primaire de tension n'applique pas les commandes à la hausse pour respecter le domaine normal/exceptionnel de fonctionnement (limitation de courant rotor, $U_{s\text{max}}$, $U_{aux\text{max}}$, limite de surexcitation (OEL),...
4. « groupe en butée UQ- » qui signale que le régulateur primaire de tension n'applique pas les commandes à la baisse pour respecter le domaine normal/exceptionnel de fonctionnement (limitation d'angle interne, $U_{s\text{min}}$, $U_{aux\text{min}}$, limite de sous-excitation (UEL)

Chacune de ces TS est constituée de sa valeur, associée à sa validité. Elles sont émises sur changement d'état ou de validité et datée avec la date correspondante à cet événement.

⁹ Il ne s'agit en aucun cas d'une mesure quasi instantanée réalisée toutes les 10s.
Version 2 applicable à compter du 26 juillet 2011

2) RECEPTION DES COMMANDES

1. Commande ΔU_c

Les commandes ΔU_c (une par groupe) sont appliquées simultanément toutes les 10 s. La synchronisation de ces commandes est réalisée par un top synchro « commandes » calé à la seconde près par rapport à l'horloge du centre de conduite régional de RTE.

La commande ΔU_c , reçue par chaque groupe, est constituée des informations suivantes :

- la valeur de la commande ΔU_c exprimée en V, (qui viendra s'ajouter à la valeur courante de U_c en entrée du régulateur primaire)
- l'horodate d'émission depuis le centre de conduite de RTE (exprimée en secondes) de la commande ΔU_c , et sa validité.

Les traitements de cette commande sont décrits au paragraphe 6.1.1

2. Suivi de l'application de la commande ΔU_c

Juste après réception par l'ETL de la commande ΔU_c , un compte rendu applicatif sera retourné sous forme de TM datée. Sa date est celle de réception par l'ETL de la commande ΔU_c ¹⁰. Et la valeur du compte rendu indique si l'ETL peut appliquer ou non la commande :

- 0 = « La commande de groupe est applicable » : avec un groupe asservi au RSCT ou au RST- ΔU_c (TS « RSCT » positionnée à l'état « VRAI »),
- 1 = « La commande ΔU_c est applicable mais écrêtée »,
- 2 = « La commande ΔU_c est périmée », voir paragraphe « Traitements », 1.1
- 3 = « La syntaxe du message de commande est incorrecte » : contenu du message erroné au sens du protocole utilisé entre l'ETL du Producteur et le RSCT ou RST- ΔU_c du centre de conduite régional RTE,
- 4 = « Le groupe destinataire est inconnu » : commande ΔU_c adressée à un ETL d'un site de production qui ne connaît pas le groupe concerné,
- 5 = « Le groupe est non asservi » : groupe non asservi au RSCT ou au RST- ΔU_c (TS « RSCT » positionnée à l'état « FAUX »),
- 6 = « Un défaut équipement(s) est détecté coté Producteur » : commande ΔU_c non applicable,
- 7 = « L'ETL est en cours de démarrage » : signale au RSCT ou au RST- ΔU_c du centre de conduite régional RTE que l'ETL du site de production est en cours de démarrage (certaines mesures ne sont pas encore disponibles : cf. § « Elaboration des téléinformations »).

3) SYNCHRONISATION

Les mesures et les applications de commande doivent être synchrones sur l'ensemble de la région couverte par le centre de conduite régional de RTE. RTE fixera :

- la référence horaire commune aux différents sites de production, postes RTE et centre de conduite régional de RTE.
- le calage de **l'acquisition des mesures** (top synchro « mesures ») dans chaque cycle de 10 s (numéro de la seconde dans le cycle, valeur entière entre 0 et 9)
- le calage de **l'application des commandes** (top synchro « commandes ») dans chaque cycle de 10 s (numéro de la seconde dans le cycle, valeur entière entre 0 et 9)

4) DISPOSITIF « CORRECTION U_c »

Le dispositif « correction U_c » permet d'ajuster la tension de consigne du régulateur primaire du groupe, en fonction de la commande ΔU_c reçue.

¹⁰ Eventuellement date d'envoi du compte rendu sous réserve que l'écart de temps entre les dates d'envoi et réception reste inférieur à 0,1s.

Le Producteur a la possibilité d'introduire des limitations pour protéger ses installations (voir paragraphe traitements, 2.)

5) SELECTION DU MODE DE COMMANDE LOCALE/RSCT

, Pour chaque groupe du site de production, l'opérateur doit disposer d'un moyen permettant de :

- sélectionner l'un des 2 modes de régulation : RSCT ou RST- ΔU_c ou alors commande locale,
- visualiser l'état du mode de régulation sélectionné.

La mise en service du RSCT ou du RST- ΔU_c au niveau du groupe ne doit être effectuée que par une action manuelle de l'opérateur de la centrale uniquement sur demande du centre de conduite régional de RTE. Cette opération, qui couple dispositif « Correction U_c », et régulateur primaire de tension du groupe, doit être signalée au centre de conduite régional RTE par la TS « RSCT » positionnée à l'état « VRAI ».

Toute modification manuelle de la tension de consigne du régulateur primaire du groupe doit faire sortir le groupe du RSCT et positionner la télésignalisation « RSCT » à l'état « RSCT HS ».

6) TRAITEMENTS

1. Traitement de la commande ΔU_c

1.1 Péremption de la commande ΔU_c

L'ETL doit vérifier que le message de commande ΔU_c n'est pas périmé. La différence entre la date d'émission du centre de conduite régional de RTE et la date de sa réception par l'ETL doit être comprise dans un intervalle de temps configurable de 0 à 10 s.

1.2 Application de la commande de groupe

Si la commande de groupe n'est pas périmée, la consigne du régulateur primaire de tension est ajustée en fonction de la commande ΔU_c , au top synchro « commandes ».

Si plusieurs commandes ΔU_c sont reçues dans le même cycle 10 s, seule la plus récente doit être prise en compte.

1.3 Commande ΔU_c non reçue ou invalide

En cas de non réception de la commande ΔU_c ou en cas de réception d'une commande ΔU_c invalide (signal hors plage¹¹ de validité ou invalidité du message reçu au sens du protocole utilisé), par l'ETL, le groupe de production continue à participer au réglage de la tension en utilisant la dernière valeur de consigne du régulateur primaire de tension (équivalent à une commande $\Delta U_c = 0$).

Dans ce cas, la TS « RSCT » reste positionnée à l'état « VRAI ».

La commande ΔU_c est appliquée dès son retour à l'état « valide ».

1.4 Dysfonctionnement d'un sous-ensemble fonctionnel

En cas de défaut ou anomalie de fonctionnement de l'ETL ou du dispositif « Correction U_c », le groupe de production ne doit plus participer au réglage RSCT ou du RST- ΔU_c mais doit continuer à participer au réglage primaire tension, en utilisant la dernière valeur de consigne du régulateur primaire de tension.

Dans ce cas, la TS « RSCT » ne doit plus être positionnée à l'état « VRAI » mais positionnée à l'état « FAUX », ou à l'état « INVALIDE ».

Lorsque le défaut ou l'anomalie de fonctionnement de l'ETL ou du dispositif « Correction U_c » disparaît, la participation au RSCT ou du RST- ΔU_c du groupe concerné est à nouveau possible. La remise en service du RSCT ou du RST- ΔU_c ne peut se faire alors que sur ordre du centre de conduite RTE, aucun dispositif de mise automatique en RSCT ou du RST- ΔU_c ne doit être activé.

2 Atteinte des limites de fonctionnement du groupe de production :

Les limites de fonctionnement du groupe doivent faire l'objet d'un envoi d'informations vers le centre de conduite régional RTE.

¹¹ La plage de validité de la commande ΔU_c est définie au § « Traitements », 2.2

Les TS « groupe en butée UQ- » et « groupe en butée UQ+ » (2 TS par groupe de site de production) à destination du centre de conduite régional RTE, sont positionnées à l'état « VRAI » tant que la limitation correspondante (décrite au §2.3) est franchie et positionnées à l'état « FAUX » dans le cas contraire.

Domaine de marche en régime exceptionnel :

L'atteinte ou la sortie d'une limite de fonctionnement du groupe ne doit pas conduire à une variation immédiate de la consigne du régulateur primaire de tension (discontinuité ou brusque variation).

Le Producteur doit appliquer les commandes ΔU_c qui respectent les contraintes du matériel.

2.1 Information sur les dispositifs de limitation

Le Producteur informe RTE des dispositifs de limitation mis en œuvre pour protéger son matériel et susceptibles d'altérer la réponse en tension attendue par RTE, tels que limitation de vitesse de variation de la consigne du régulateur primaire de tension, limitation courant rotor, angle interne.

2.2 Plage et vitesse de variation de la consigne du régulateur primaire de tension

Afin de limiter les contraintes matérielles inhérentes à toute modification trop rapide de la participation d'un groupe pour des écarts importants constatés, le Producteur peut installer dans le dispositif « Correction U_c », une fonction limitant la vitesse de variation de la consigne du régulateur primaire de tension qui sera écrêtée à une pente de variation maximale (typique) de 1 % de $U_{c \text{ nominal}}$ (maximum de 3 % de $U_{c \text{ nominal}}$ du régulateur primaire de tension) pour chaque commande ΔU_c reçue, toutes les 10 s.

La plage de validité de la commande ΔU_c est définie entre les bornes suivantes :

- $U_{c \text{ min}}$ vaut typiquement $0,95 U_{c \text{ nominal}}$ et peut varier de $0,9 U_{c \text{ nominal}}$ à $U_{c \text{ nominal}}$
- $U_{c \text{ max}}$ vaut typiquement $1,05 U_{c \text{ nominal}}$ et peut varier de $U_{c \text{ nominal}}$ à $1,1 U_{c \text{ nominal}}$.

Ces paramètres, $U_{c \text{ nominal}}$, $U_{c \text{ min}}$, $U_{c \text{ max}}$ et $\Delta U_{c \text{ max}}$ doivent être précisés à RTE dans la convention d'exploitation et de conduite. Des valeurs initiales de ces paramètres sont indiquées dans les fiches d'essai 18 et 19 pour la phase d'essais.

2.3 Limitations physiques de l'alternateur

Pour éviter un fonctionnement du groupe au-delà de ses possibilités physiques, le Producteur peut équiper ses groupes de dispositifs appropriés (limiteurs de courant rotor, d'angle interne, etc.).

Des dispositifs de limitations peuvent être intégrés dans le contrôle commande du groupe¹² pour arrêter l'action du RSCT ou du RST- ΔU_c lorsque l'alternateur atteint les limites de son domaine exceptionnel de fonctionnement ; ces dispositifs concernent :

- le courant maximal dans le rotor, tension stator maximale, tension auxiliaire maximale, limite de surexcitation (OEL),...
- l'angle interne maximal (ou réactif absorbé pour certains groupes thermiques classiques ou hydrauliques), tension stator minimale, tension auxiliaire minimale, limite de sous-excitation (UEL), ...

3 Disponibilité

L'ensemble des dispositifs acheminant et traitant les commandes ΔU_c vers le régulateur depuis l'ETL devra posséder un autocontrôle. Toute anomalie détectable se traduira par le mécanisme décrit au 1.4 du paragraphe Traitements.

La chaîne de mesure devra faire l'objet d'un autocontrôle. En cas de dysfonctionnement les télémesures ne seront plus transmises ou transmises « invalide ».

4 Contraintes

L'envoi des mesures vers le centre de conduite régional de RTE doit s'effectuer au plus tard 1 seconde après le top synchro « mesures ».

¹² L'introduction des limitations dans le dispositif « Correction U_c » est laissée au choix du Producteur. Lorsque les limitations « angle interne » et « courant rotor » sont intégrées dans le régulateur primaire de tension du groupe, elles ne sont pas recalculées par le dispositif « Correction U_c » ou par l'ETL.

ANNEXE 2 : PRINCIPES DE CALCUL DES MARGES DE STABILITE

1. DEFINITIONS

1.1 Boucle de régulation

La structure classique d'une régulation est la suivante (figure 1) :

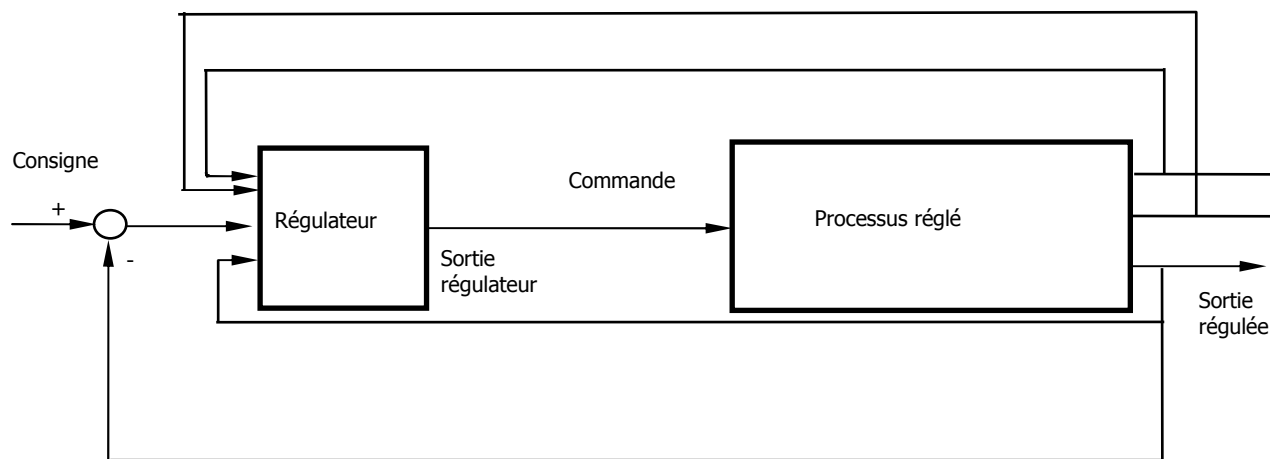


figure 1

Sur un tel schéma on peut définir la fonction de transfert en boucle ouverte et la fonction de transfert en boucle fermée.

La fonction de transfert en boucle ouverte $H(p)$ correspond à l'ouverture de la boucle **entre le régulateur et la commande** et est égale à la transmittance - [Sortie régulateur] / [Commande].

1.2 Marges de stabilité

La stabilité d'un système bouclé est définie par la position de sa transmittance en **boucle ouverte** $H(p)$ (p opérateur de Laplace) par rapport au point -1 dans le plan de Nyquist (figure 2). On définit classiquement en automatique les marges de stabilité suivantes :

- **La marge de gain M_g est la valeur dont on peut multiplier la transmittance $H(p)$ pour qu'elle passe par le point -1.**

Physiquement la marge de gain est égale à la valeur qui multipliée au gain du régulateur entraîne l'instabilité.

- **La marge de phase M_p est l'angle ϕ tel que $\text{Arg}[H(j\omega_0)] = \pi + \phi$ avec ω_0 pulsation au gain unité.**
- **La marge de retard M_r est égale la marge de phase divisée par ω_0 . $M_r = M_p / \omega_0$.**

Physiquement la marge de retard correspond au retard pur qui, inséré dans la boucle de régulation, entraîne l'instabilité

- **La marge de module M_m est définie comme la distance minimale au point -1. $M_m = \min(|1 + H(p)|)$.**

C'est l'inverse du coefficient de résonance harmonique¹³ de la fonction de sensibilité $S = \frac{1}{1 + H}$.

- **La marge de module complémentaire M_{mc} est définie comme l'inverse du coefficient de résonance harmonique de la fonction de sensibilité complémentaire $T = 1 - S = H/(1 + H)$**

¹³ le coefficient de résonance harmonique d'une fonction de transfert $H(p)$ est égale à $\max(|H(p)|)$.

Si on appelle λ la valeur du coefficient de résonance harmonique de T, la fonction de transfert en boucle ouverte sera extérieure au " λ -cercle " de centre $\frac{-\lambda^2}{\lambda^2 - 1}$ et de rayon $\frac{\lambda}{|\lambda^2 - 1|}$ dans le plan de

Nyquist (courbe de variation de la fonction de transfert en fonction de la fréquence du signal ω).

La spécification demandée est $M_{mc} > 0,33$ c'est à dire $\lambda < 3,03$. Le " λ -cercle " correspondant a donc pour centre $[-1,12 ; 0]$ et un rayon de 0,37

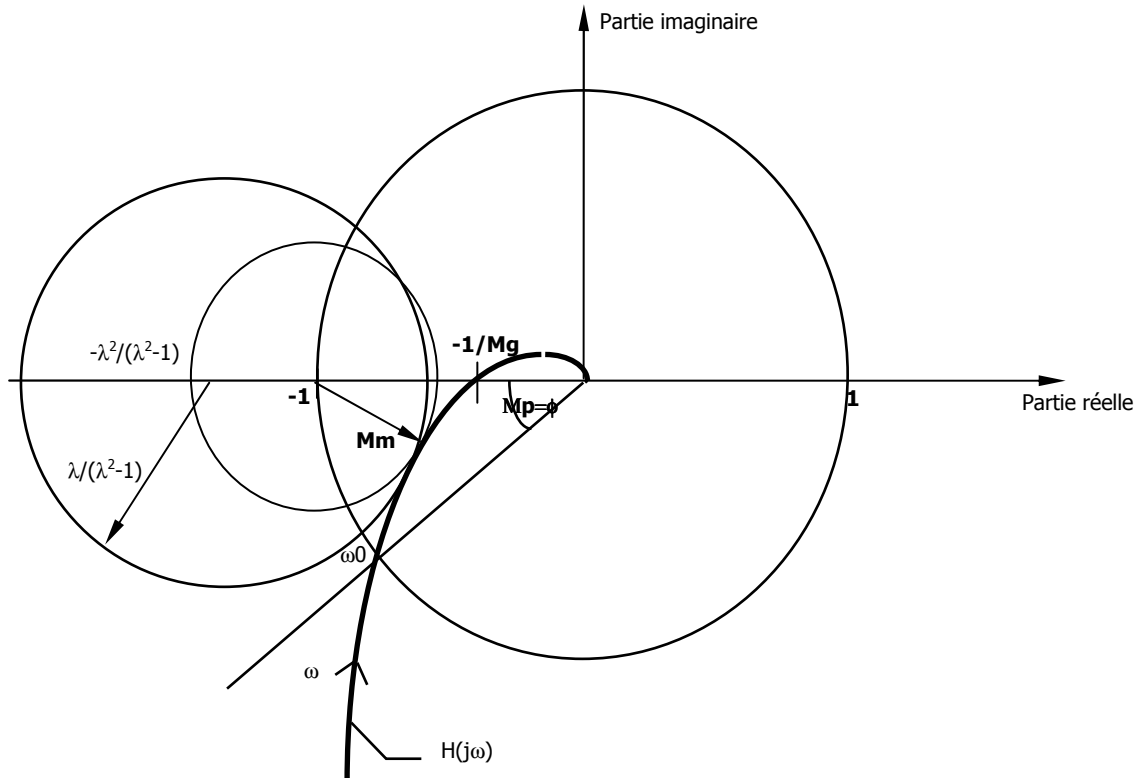
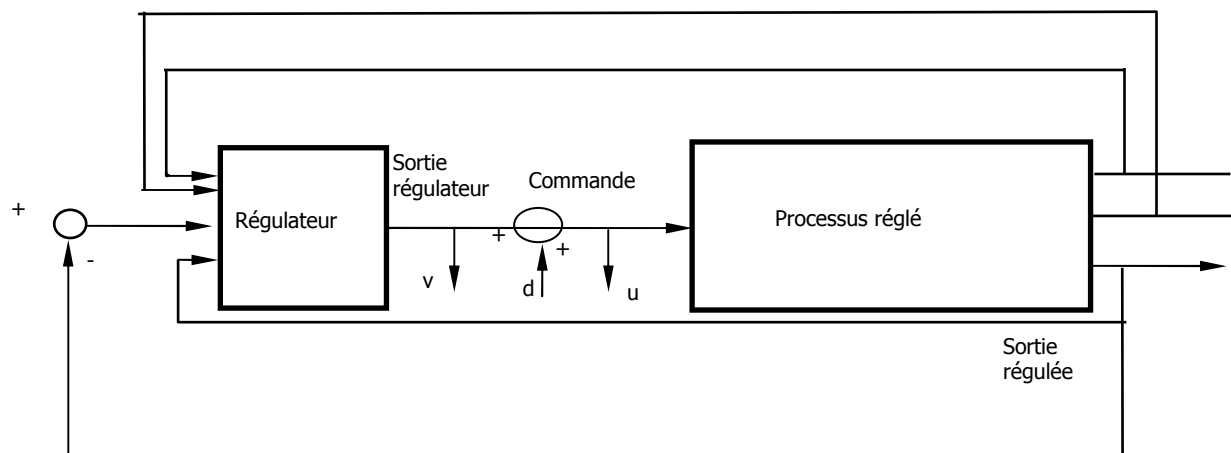


Figure 2

2. PRINCIPE DES MESURES DES MARGES DE MODULES

La marge de module et la marge de module complémentaire peuvent être mesurées en boucle fermée en injectant un signal additionnel entre la sortie du régulateur et la commande.



La fonction de transfert entre d et -v, $-v(p)/d(p)$, est égale à la fonction de sensibilité complémentaire T.

La fonction de transfert entre d et u, $u(p)/d(p)$, est égale à la fonction de sensibilité S.

De plus, cette mesure permet d'évaluer la marge de retard du régulateur.

**ANNEXE 3 : INFORMATIONS A FOURNIR PAR LE PRODUCTEUR
(ETAPE 1)**

[Champ d'application : toutes les installations]

FICHE N°1 : LISTE DES DONNEES			
Informations Dossier intermédiaire			
Objectifs Le producteur doit fournir des données techniques afin de permettre à RTE d'évaluer l'impact de l'installation de production sur le RPT.			
Description Conditions particulières <i>[La liste des données définie ci-dessous en cohérence avec celle figurant dans la Documentation Technique de Référence constitue l'enveloppe maximale que RTE peut être amené à demander pour un raccordement. Cette liste doit être adaptée et réduite selon les caractéristiques de l'installation de production.]</i> Le producteur garantit, avec la précision appropriée, l'exactitude des données fournies à RTE. En cas de modification d'une ou plusieurs des données, pouvant survenir au cours de la durée de vie de l'installation de production, il appartient au producteur de transmettre à RTE les nouvelles valeurs des données et de démontrer à RTE que les caractéristiques de son installation de production restent conformes aux prescriptions réglementaires et contractuelles. Si l'installation comporte plusieurs groupes, les données seront détaillées dans la mesure du possible par groupe de production.			
Données d'entrée (RTE → Producteur) La liste des données définie dans la présente fiche			
Résultats (Producteur → RTE) La liste des données complétée (valeurs et précisions). Le producteur doit renseigner : ▫ Avant la première mise sous tension de chaque élément à partir du RPT: les données de ces éléments avec un statut « révisable », ▫ Avant l'accès définitif au réseau : l'ensemble des données avec un statut « ferme ». Le statut « révisable » d'une donnée indique que la donnée peut être modifiée par le producteur. Le statut « ferme » d'une donnée indique que la donnée a valeur d'engagement du producteur et ne peut être modifiée, sans remettre en cause la demande de raccordement correspondante.			
Critères de conformité ▫ Exhaustivité des données fournies par le producteur ▫ Valeur des données conforme à l'unité ou au format demandé ▫ Précision renseignée pour chaque donnée numérique			
	Unité	Valeur	Précision
Données générales de l'installation :			
Type d'énergie primaire ou de combustible et localisation du poste électrique de l'installation de production	Schéma, Texte Plans cadastraux		
Schéma électrique de l'installation (schéma unifilaire de principe), vue du point de connexion au RPT, avec localisation des appareils essentiels : alternateur(s), auxiliaires, transformateur(s), organes de coupure, charges et moteurs (en distinguant les différents types de moteurs)	Schéma		
Plan de masse de l'installation	Plan		
Schéma mettant en évidence les couplages mécaniques ou fonctionnels des groupes de production	Schéma		
Puissance active de production installée ($P_{\max}$) et si l'installation comporte plusieurs groupes, détail par groupe ($P_{\max \text{ groupe}}$) :	MW		

Puissance active maximale de l'installation de production au $P_{dLI_{max}}$. Valeur contractuelle définissant la puissance active maximale que fournira l'installation de production au point de livraison en fonctionnement normal et sans limitation de durée [à modifier selon les capacités de l'installation] , les réserves de réglage primaire et secondaire fréquence/puissance étant utilisées à leurs limites constructives. [pour un site éolien :] puissance maximale autorisée en régime permanent (Pmc au sens de la norme CEI 61400-21) [pour une cogénération, une TAC ou un CCG :] puissance maximale produite à température minimale de fonctionnement. + détail par groupe [pour un CCG] : Dans le cas d'une installation comportant des groupes formés de deux générateurs thermiques, dépendant l'un de l'autre et dont la dynamique de réponse aux réglages de fréquence du second est notablement plus lente que celle du premier, tels que les CCG : Pour chaque groupe concerné, valeur X% égale au rapport entre la puissance active produite par le générateur thermique le plus rapide sur la puissance active totale du groupe, à la température correspondant à P_{max}.	MW		
Puissance minimale jusqu'à laquelle l'installation de production peut fonctionner en régime permanent P_{minr} Puissance active maximale de soutirage (au niveau du point de livraison de l'installation de production)	% kW [ou bien] MW		
Puissances active et réactive consommées (valeurs maximales, nominales et minimales agrégées) par les auxiliaires de l'installation qui fonctionne alors à sa Π_{max} [le cas échéant] et à d'autres puissances (en particulier à P_{minr} à P_n , à l'arrêt et en phase de démarrage de de l'ensemble des groupes). Préciser le type d'auxiliaire (moteurs synchrones, asynchrones ou à courant continu)	kW, kvar, texte		
Apport maximum de l'installation en courant de court-circuit au PdL (valeur maximale d'engagement pour l'utilisateur et exigée par RTE correspondant au courant de court-circuit symétrique I_b, calculé conformément à la norme CEI 60-909).	kA		
Courbe d'évolution de la puissance active maximale produite par l'installation (aux bornes de la machine et aux bornes HT du transformateur de groupe, consommation des auxiliaires déduite) en fonction des conditions externes.	Courbe		
Diagrammes [U, Q]	Diagrammes	Voir fiche 5 « Capacité constructive en réactif ».	
[Le cas échéant] Perturbation de l'onde de tension Besoin de Pcc minimale afin d'obtenir : - un niveau de sévérité de courte durée du flicker (P_{st}) dans la plage 0 à [en HTB1 et HTB2 :] 1 [en HTB3 :] 0,6. - un taux de déséquilibre moyen de tension dans la plage 0 à [en HTB1 et HTB2 :] 1% [en HTB3 :] 0,6% (moyenne quadratique sur une période de 10 minutes).	MVA		
Niveau maximal des courants harmoniques fournis par l'installation	A	Voir fiche 13 « Qualité de fourniture »	
[Le cas échéant et pour chaque liaison de raccordement de longueur significative :] Liaison			
Impédance directe calculée conformément à la norme CEI 60-909	(a+jb) en Ω		
Demi suseptance latérale	S		

[Pour chaque transformateur de l'installation : Transformateur principal, transformateur de soutirage, transformateur auxiliaire, transformateur de groupe, ...]			
Transformateur :			
Nom du transformateur, constructeur, modèle	[TP, TS, TA, TG, ...] Texte		
Procès verbal de réception et plaque du transformateur principal	Documents		
Nombre d'enroulements	Texte		
[Pour chaque enroulement secondaire :] Puissance apparente : S_{nt}	MVA		
[Pour chaque enroulement secondaire :] Tensions nominales	kV/kV		
[Pour chaque enroulement secondaire :] Impédances directes à la prise nominale	(a+jb) % en base S_{nt}		
[Pour chaque enroulement secondaire :] Impédances inverses à la prise nominale	(a+jb) % en base S_{nt}		
[Pour chaque enroulement secondaire :] Impédances homopolaires à la prise nominale	(a+jb) % en base S_{nt}		
[Pour chaque enroulement secondaire :] Couplage des enroulements, type de circuit magnétique et indice horaire	Texte		
Mise à la terre du neutre HTB (type, valeur d'impédance ...)	Texte		
[Le cas échéant :] Régleurs à vide:			
Type de régleur à vide : Préciser s'il faut mettre le transfo hors tension, le consigner pour changer de prise à vide.	Sous tension / Hors tension / Consigné hors tension		
Nombre de prises du régleur à vide			
Pour chaque prise : tensions nominales primaire et secondaire (et tertiaire le cas échéant)	kV/kV		
Pour chaque prise : impédance directe	(a+jb) % en base S_{nt}		
[Le cas échéant :] Régleurs en charge :			
Type de régleur en charge (automatique ou non)	Non automatique / Automatique		
Nombre de prises du régleur en charge			
[Pour chaque prise :] tensions nominales primaire et secondaire (et tertiaire le cas échéant)	kV/kV		
[Pour chaque prise :] impédance directe	(a+jb) % en base S_{nt}		
Temporisation de changement de prise du régleur en charge	s		
Loi de réglage du régleur en charge			
[Pour chaque générateur :] Alternateur :			
Type de machine électrique (synchrone excitée ou à aimant permanent, asynchrone classique ou à électronique de puissance avec le type de convertisseur, ou synchrone avec interface toute électronique, ou ...) Constructeur, modèle ,options installées.	Texte		
Puissance active nominale : P_n	MW		
Puissance apparente nominale : S_{na}	MVA		
P_{max} turbine : puissance maximale de la turbine. Puissance mécanique maximale que restitue la turbine lorsque le groupe de production est à sa puissance active maximale Π_{max} .	MW		

Puissance minimale délivrée (Minimum technique) lorsque l'installation est à P_{min}	MW		
Tension stator nominale U_{sn}	kV		
Plages de tension stator (normale et exceptionnelle) avec leurs durées	kV		
Nombre de paires de pôles de l'alternateur			
Courant stator nominal	A		
Plage de courant stator (normale et exceptionnelle) avec leurs durées	A		
Constante d'inertie de la ligne d'arbre complète (alternateur + turbine + réducteur) ramenée au rotor de l'alternateur.	MW.s / MVA		
Fréquences propres (mode subsynchrone) ou de résonance de la ligne d'arbre complète	Hz		
Vitesse de rotation de la machine électrique	tr/min		
Plage admissible de vitesse de rotation de l'alternateur (régimes permanent et exceptionnel)	tr/min		
Plage admissible de vitesse de rotation de la turbine (régime permanent et exceptionnel)	tr/min		
Réglage des paramètres de synchronisation : couplage et/ou lors de la resynchronisation après un îlotage ... %Un ou kV, °, Hz			
[Le cas échéant et pour chaque générateur :] Alternateur synchrone excité :			
Courant rotor nominal (à P_{nr} , S_{nar} , U_{sn})	A		
Plage de courant rotor (normale et exceptionnelle) avec leurs durées	A		
Résistance stator : R_s	% en base (S_{nar} , U_{sn})		
Résistance inverse : R_i	% en base (S_{nar} , U_{sn})		
Réactance synchrone non saturée d'axe direct : X_d	% en base (S_{nar} , U_{sn})		
Réactance synchrone non saturée d'axe en quadrature : X_q	% en base (S_{nar} , U_{sn})		
Réactance transitoire non saturée d'axe direct : X'_d (si non fournie en données D2)	% en base (S_{nar} , U_{sn})		
Réactance sub-transitoire non saturée d'axe direct : X''_d	% en base (S_{nar} , U_{sn})		
Réactance transitoire non saturée d'axe en quadrature : X'_q	% en base (S_{nar} , U_{sn})		
Réactance sub-transitoire non saturée d'axe en quadrature : X''_q	% en base (S_{nar} , U_{sn})		
Réactance de fuite non saturée du stator : X_s	% en base (S_{nar} , U_{sn})		
Réactance inverse : X_i	% en base (S_{nar} , U_{sn})		
Courbes de saturation axe d, axe q	Courbes		
Constante transitoire non saturée d'axe direct à circuit ouvert : T'_{d0}	s		
Constante subtransitoire non saturée d'axe direct à circuit ouvert : T''_{d0}	s		
Constante subtransitoire non saturée d'axe en quadrature à circuit ouvert : T''_{q0}	s		
Type d'excitation (statique, alternateur inversé, ...) + caractéristiques	Texte, diagramme		
Tension d'excitation nominale (à puissance, facteur de puissance, tension stator et vitesse nominaux)	V		
Tension d'excitation maximale en régime permanent	V		
Tension d'excitation minimale en régime permanent	V		
Plafond de surexcitation	%		
Réglage du limiteur de sous-excitation	Texte, diagramme		

Réglage du limiteur de sur-excitation	Texte, diagramme		
Temps maximal de sur-excitation	s		
[Le cas échéant et pour chaque générateur :] Alternateur synchrone à aimant permanent :			
Réactance synchrone d'axe direct : X_d	% en base (S_{nar} U_{sn})		
Force électromotrice à vide	V		
[Le cas échéant et pour chaque générateur :] Alternateur asynchrone :			
Puissance réactive consommée à vide	Mvar		
Puissance réactive consommée à pleine charge	Mvar		
Courant à rotor bloqué	A		
Glissement nominal	%		
Plage admissible du glissement (régimes normal et exceptionnel)	%		
Résistance stator : R_s	% en base (S_{nar} U_{sn})		
Résistance des enroulements rotor : R_r	% en base (S_{nar} U_{sn})		
Résistance mutuelle stator-rotor : R_m	% en base (S_{nar} U_{sn})		
Résistance inverse : R_i	% en base (S_{nar} U_{sn})		
Réactance de fuites stator : X_s	% en base (S_{nar} U_{sn})		
Réactance de fuite des enroulements rotor : X_r	% en base (S_{nar} U_{sn})		
Réactance mutuelle stator-rotor : X_m	% en base (S_{nar} U_{sn})		
Réactance inverse : X_i	% en base (S_{nar} U_{sn})		
[Pour chaque alternateur :] Régulation de tension <u>suivant le type de l'alternateur / du générateur</u> :			
Diagramme détaillé, sous la forme de schémas blocs usuellement utilisés en automatique, de la boucle de réglage, des boucles de limitation associées et des voies stabilisatrices comprenant uniquement les constantes de temps de plus de 10 ms et les valeurs des différents paramètres de ce schéma.	Diagrammes et valeurs numériques		
[Pour chaque générateur :] Turbine <u>[le cas échéant]</u>, amont-turbine et régulation de vitesse :			
Type de turbine (vitesse de rotation des pales ...), constructeur, modèle	Texte		
Diagramme détaillé, sous la forme de schémas blocs usuellement utilisés en automatique (fonctions de transfert et non-linéarités), de la turbine <u>[le cas échéant]</u> et de l'amont-turbine <u>[par exemple : la loi de transfert TAC-TAV dans le cas des CCG]</u> , incluant les baisses de puissance et les différents modes de fonctionnement (îlotage, réseau séparé,...) comprenant uniquement les constantes de temps de plus de 10 ms et les valeurs des différents paramètres de ce schéma.	Diagrammes et valeurs numériques		
Schéma de la régulation de vitesse sous la forme de schémas blocs usuellement utilisés en automatique et les valeurs des différents paramètres du réglage f/P.	Diagrammes et valeurs numériques		
[Le cas échéant et pour chaque générateur :] Convertisseur :			
Type de convertisseur, rôle et caractéristiques, constructeur, modèle options installées	Texte		

Diagramme détaillé du contrôle commande du convertisseur sous forme de schémas blocs usuellement utilisés en automatique et avec les valeurs des différents paramètres.	Schémas		
[Le cas échéant :] Crowbar : description de son fonctionnement avec notamment, valeur de la résistance, seuil de déclenchement			
[Le cas échéant :] Chopper : description de son fonctionnement avec notamment, valeur de la résistance, seuil de déclenchement			
[Pour chaque protection installée :] Protections de l'installation de production et de la ligne d'évacuation contre les courts-circuits :	tableau rempli ci-dessous		
[Pour chaque matériel concerné (alternateur, turbine, onduleurs, auxiliaire, banc de condensateurs et la turbine pour la partie vitesse ... :)] Système de protection de l'installation de production contre les situations perturbées du réseau	Note de réglage et tableau remplie ci-dessous		

Equipement concerné alternateur, TR, turbine...	Protection contre		Type de protection (avec Code ANSI)	Paramètres de réglage		Réducteur de mesure		Actions engagées			
	Perturbation réseau	Court Circuit		Seuils de réglage [vus du secondaire du réducteur de mesure]	Temporisation	Identifiant [d'après schéma de protection]	Caractéristiques	[Nom et identifiant de l'appareil actionné]	[Nom et identifiant de l'appareil actionné]	[Nom et identifiant de l'appareil actionné]	[Nom et identifiant de l'appareil actionné]

[Le cas échéant :] Moyens de compensation :			
[Le cas échéant :] Batteries de condensateurs (puissance, nombre de gradins, critères et loi d'enclenchement et de mise hors tension)	Mvar, texte		
[Le cas échéant :] Filtres antiharmoniques (fréquence d'accord, type)	Hz, texte		
[Le cas échéant :] Compensateurs statiques (caractéristiques, puissance, type)	MVA, texte		
[Le cas échéant :] Diagramme détaillé du contrôle commande du compensateur statique sous forme de schémas blocs usuellement utilisés en automatique et avec les valeurs des différents paramètres.	Schémas		
Performances de fonctionnement			
[Le cas échéant :] Contraintes particulières de fonctionnement de l'installation	Texte		

[Le cas échéant :] Pente de montée en charge en régime normal	MW/min		
[Le cas échéant :] Pente de baisse de charge en régime normal	MW/min		
[Le cas échéant :] Pente de montée en charge rapide	MW/min		
[Le cas échéant :] Pente de baisse de charge rapide	MW/min		
[Le cas échéant :] Pente de montée en charge d'urgence	MW/min		
[Le cas échéant :] Pente de baisse de charge d'urgence	MW/min		
[Le cas échéant :] Temps de démarrage de l'installation à chaud	min ou h		
[Le cas échéant :] Temps de démarrage de l'installation à froid	min ou h		
[Le cas échéant :] Temps minimum entre deux séquences de fonctionnement	min ou h		
[Le cas échéant :] Nombre maximum d'arrêts par jour			
[Le cas échéant :] Nombre maximum de suivi de charge (par jour / par an)			
[Le cas échéant :] Puissance au moment du déclenchement des groupes lors d'un découplage programmé			
[Le cas échéant :] Délai minimum de recouplage après un déclenchement fortuit avec les conditions éventuelles			
[Le cas échéant :] Délai minimum avant recouplage et de prise de charge après un îlotage			
[Le cas échéant :] Durée maximum d'îlotage (avec conditions éventuelles)			
Le cas échéant Pour une installation Eolienne ou Photovoltaïque :			
[Pour chaque générateur] Code INSEE, Commune, Coordonnées GPS,	Texte		
[Le cas échéant pour une installation Eolienne:] hauteur des moyeux	Texte		
Le cas échéant pour une installation Photovoltaïque:] Type de cellules (technologie), constructeur, modèle, type de raccordement des panneaux à l'onduleur	Texte		
Le cas échéant pour une installation Photovoltaïque:] [Pour chaque parc :] Type de parc, rôle et caractéristiques, constructeur, modèle Préciser si plan fixe, ou plan avec tracker ou à concentration	Texte		
Le cas échéant pour une installation Photovoltaïque:] [Pour chaque parc :] Inclinaison et orientation moyennes des panneaux	Texte		
[Le cas échéant pour une installation Photovoltaïque:] [Pour chaque parc :] Surface des panneaux	m ²		
Le cas échéant pour une installation Photovoltaïque:] [Pour chaque parc :] Puissance crête	MW		
Régulation de tension de l'installation :			
Diagramme détaillé, sous la forme de schémas blocs usuellement utilisés en automatique, de la boucle de réglage, des boucles de limitation associées, des interactions éventuelles avec le régleur en charge comprenant uniquement les constantes de temps de plus de 10 ms et les valeurs des différents paramètres de ce schéma.	Diagrammes et valeurs numériques		

[Champ d'application : toutes les installations]

FICHE N°2 : QUALIFICATION DES MATERIELS ELECTRIQUES	
<i>Informations Dossier intermédiaire</i>	
Objectifs	Les installations raccordées au RPT doivent être conçues pour supporter les contraintes liées à l'exploitation de l'installation sur le RPT en régime normal et en régime exceptionnel.
Description	Vérification de la conformité des matériels électriques de l'installation de production aux normes en vigueur sur les matériels (en particulier les règles de compatibilité électromagnétique, de coordination d'isolement et de tenue aux courts-circuits). Cette vérification doit être réalisée pour tous les matériels électriques à l'interface entre l'installation de production et le RPT.
Conditions particulières	
Données d'entrée (RTE → Producteur)	
Résultats (Producteur → RTE)	Le producteur doit fournir à RTE la liste des matériels HT à la tension de raccordement de l'installation de production, la liste de matériels BT du poste électrique en interface avec le RPT, ainsi qu'une attestation de conformité des matériels électriques aux normes réglementaires en vigueur sur les matériels. (Les normes sont celles mentionnées dans les Cahiers des Charges Généraux de RTE, disponibles dans la médiathèque de l'Espace Client http://clients.rte-france.com/lang/fr/clients_producteurs/mediatheque_client/pop/cdc.jsp).
Critères de conformité	Une attestation de conformité des matériels électriques aux normes réglementaires en vigueur doit être fournie par le producteur.

[Champ d'application : toutes les installations]

FICHE N° 3 : CONFORMITE DU SYSTEME DE PROTECTION	
Informations Dossier intermédiaire	
Objectifs	Le producteur doit équiper son installation de production d'un système de protection. Ce système de protection de l'installation doit être compatible et cohérent avec les systèmes de protection mis en œuvre par RTE.
Description	Vérification de la conformité du dispositif de mise à la terre du neutre et du système de protection de l'installation avec les performances spécifiées par RTE dans le cahier des charges du système de protection annexé à la convention de raccordement. Ces performances concernent en particulier : ▫ le régime de neutre, ▫ la rapidité et la sélectivité d'élimination des défauts d'isolement, ▫ la sécurité des personnes et des biens, ▫ la sûreté de fonctionnement, ▫ la coordination avec le système de protection du RPT, ▫ les exigences de qualité garantissant le fonctionnement correct dans le temps du dispositif de mise à la terre du neutre et du système de protection de l'installation.
Conditions particulières	
Données d'entrée (RTE → Producteur)	Le cahier des charges du système de protection annexé à la convention de raccordement
Résultats (Producteur → RTE)	Le producteur doit fournir à RTE : ▫ une étude de protégeabilité précisant les dispositions retenues pour la conception et la réalisation de son système de protection, ▫ un plan qualité précisant les dispositions retenues pour l'exploitation et la maintenance des dispositifs associés à la mise à la terre du neutre et au système de protection de l'installation ainsi que le traitement des dysfonctionnements, ▫ une attestation de réalisation de l'installation de production en conformité avec le cahier des charges du système de protection, annexée au plan qualité. Cette attestation est à fournir en deux étapes : - A la première mise sous tension du poste d'évacuation : pour les installations de soutirage uniquement - A la première synchronisation : pour les protections du ou des groupes.
Critères de conformité	▫ La fourniture des documents décrits au paragraphe « Résultats ». ▫ L'étude de protégeabilité et le plan qualité doivent montrer que les dispositions prises par le producteur sont conformes au cahier des charges spécifié par RTE.

[Champ d'application : toutes les installations]

FICHE N° 4 : CONFORMITE DES SYSTEMES DEDIES AUX ECHANGES D'INFORMATION	
Informations Dossier intermédiaire	
Objectifs Les échanges d'informations sont nécessaires pour une bonne intégration de l'installation de production dans le système électrique, et ceci aux différentes échéances de temps. Les informations échangées, qui dépendent de l'importance de l'installation de production et de sa participation aux services auxiliaires, doivent être compatibles et cohérentes avec les systèmes de téléconduite et de communication qu'utilise RTE avec les différents acteurs.	
Description Vérification de la conformité des systèmes dédiés aux échanges d'information avec les performances spécifiées par RTE dans les cahiers de charges système d'information annexés à la convention de raccordement. Ces systèmes dédiés aux échanges d'information concernent en particulier : ▫ le téléphone, le fax, ▫ le système de téléconduite, (TS, TM, <i>[Pour les installations ayant des capacités constructives de participer aux réglages secondaires de fréquence et/ou de tension :] signaux de téléajustages</i>) ▫ le système de comptage, <i>[Pour les installations de plus de 40 MW :]</i> ▫ le système d'alerte et de sauvegarde (SAS), ▫ le système de téléphonie de sécurité (STS) ▫ le système d'échange des programmes journaliers et de redéclarations, ▫ les autres systèmes d'information définis dans le cahier des charges,	
Conditions particulières	
Données d'entrée (RTE → Producteur) Les cahiers de charges système d'information annexés à la convention de raccordement	
Résultats (Producteur → RTE) Le producteur doit fournir à RTE : ▫ un plan qualité des équipements, associés aux systèmes dédiés aux échanges d'information, précisant les dispositions retenues pour l'exploitation, la maintenance ainsi que le traitement des dysfonctionnements de ces équipements. <i>[La signature d'un contrat de prestation de maintenance des équipements de téléconduite entre RTE et le Producteur se substitue au Plan Qualité.]</i> ▫ une attestation de réalisation des systèmes dédiés aux échanges d'information en conformité avec les cahiers des charges. Cette attestation est à fournir en plusieurs étapes : - A la première mise sous tension du poste d'évacuation : pour les installations de soutirage uniquement - A la première synchronisation : pour les téléinformations du ou des groupes. - <i>[le cas échéant :]</i> Pour l'accès définitif au réseau : ajout du SAS et du STS <i>[dans le cas d'un Contrat de prestation pour la réalisation des équipements de téléconduite entre le producteur et RTE]</i> ▫ Une attestation de réalisation par le Producteur sur ses équipements jusqu'à la limite des prestations réalisées par RTE.	
Critères de conformité La fourniture des documents décrits au paragraphe « Résultats »	

**ANNEXE 4 : SIMULATIONS A REALISER PAR LE PRODUCTEUR
(ETAPE 2)**

[Champ d'application : toutes les installations]

FICHE N° 5 : CAPACITE CONSTRUCTIVE EN REACTIF

Simulations Dossier intermédiaire

Objectifs

Toute installation de production raccordée au RPT doit avoir la capacité constructive de contribuer au réglage de la tension en produisant ou en consommant de la puissance réactive.

L'objectif est de vérifier la capacité constructive de l'installation en réactif au point de livraison.

Description

Le domaine de fonctionnement [U ; Q] de l'installation de production **[à adapter le cas échéant :]** au point de livraison doit être déterminé pour quatre ou cinq niveaux de puissance active correspondant à des fonctionnements à **[par exemple pour une installation de production thermique, à adapter :]** P_{maxQ} , Π_{max} **[si différent de P_{max}]**, P_{comax} (Π_{max} - RP-RS), une puissance intermédiaire et P_{min} (P_{min} + RP) **[par exemple pour un CCG :]** P_{max} , Π_{max} **[si différent de P_{max}]**, 2 puissances intermédiaires et P_{min} **[par exemple pour une installation de production éolienne ou photovoltaïque :]** 100 %, 66 %, 33 % et 5% de P_{max} et **[Dans le cas d'un transformateur avec prise à vide]** pour les prises max, min et nominale du transformateur principal. **[Dans le cas d'un transformateur avec régulateur en charge]** en considérant le fonctionnement automatique du changeur de prise du transformateur principal.

Conditions particulières

- L'installation de production doit être modélisée conformément aux informations fournies dans la fiche relative aux données (en particulier la capacité constructive des groupes de production et les caractéristiques des transformateurs).
- **[Dans le cas d'une installation constituée de plusieurs groupes :]** Un domaine de fonctionnement [U ; Q] est à fournir pour chaque groupe en supposant les autres groupes non démarrés.
- **[Dans le cas d'un transformateur partagé par plusieurs groupes :]** Un domaine de fonctionnement [U ; Q] est à fournir au stator de chacun des groupes ainsi qu'**[à adapter le cas échéant :]** au point de livraison en considérant tous les groupes démarrés.
- **[Dans le cas d'une installation de production éolienne ou photovoltaïque :]** Un domaine de fonctionnement [P ; Q] aux bornes du générateur est à fournir pour chaque type de générateur, ainsi qu'un domaine de fonctionnement [U ; Q] au PDL avec tous les générateurs démarrés au même niveau de puissance active.
- Le domaine de fonctionnement sera défini aux conditions nominales de refroidissement du générateur et à la fréquence de 50 Hz.

Données d'entrée (RTE → Producteur)

Format du fichier informatique associé aux diagrammes conforme aux spécificités définies dans le document RTE « *Format des fichiers informatiques de description des diagrammes U/Q des groupes de production*, réf : NT-EASE-SE-DMA-E0F-06-026-1_1 » voir annexe 6.

Résultats (Producteur → RTE)

Pour chacun des niveaux de puissance active et chacune des prises du transformateur principal spécifiées plus haut :

- les diagrammes définissant le domaine de fonctionnement [U, Q] de l'installation de production seront fournis (tracés des diagrammes sous format papier et sous format informatique selon les spécifications décrites dans l'annexe 8 du contrat de participation aux services système, voir annexe 6),
- les limites, avec ou sans dispositif automatique de limitation notamment implanté dans le régulateur de tension, associés aux diagrammes seront précisés.
- les hypothèses et le modèle utilisé pour déterminer les diagrammes seront précisés et justifiés.

Les diagrammes comprendront les zones suivantes :

- une Zone de Fonctionnement Normale, dite ZFN. Cette zone correspond au domaine de fonctionnement normal de l'installation de production et de la tension réseau. Le fonctionnement dans cette zone est autorisé sans limite de durée.
- une Zone de Fonctionnement Exceptionnelle, dite ZFE. Cette zone, à l'extérieur de la ZFN, correspond aux domaines de fonctionnement exceptionnel de l'installation de production et de la tension réseau. A la différence de la ZFN, le fonctionnement dans cette zone est à durée limitée. Les durées de fonctionnement et les contraintes associées pour l'installation de production seront indiquées.
- **[Pour les installations qui vont souscrire un contrat de participation aux services système avec RTE] :** Une Zone d'Engagement Contractualisée dite ZEC. Cette zone correspond au domaine de fonctionnement normal des installations du producteur et de la tension réseau. Le fonctionnement dans cette zone est autorisé sans

limite de durée. Comme il s'agit d'un engagement contractualisé, le Producteur ne peut s'engager que sur une zone pour laquelle ont été prises en compte les incertitudes liées au réglage définissant les limites de ce domaine de fonctionnement ainsi que les incertitudes liées aux modèles de calcul utilisés pour les tracés.

Les limites prises en compte dans les diagrammes incluront notamment et le cas échéant :

- la limite de courant rotor (LIR),
- la limite d'échauffement des parties frontales ou limite de stabilité (LAI),
- la limite de courant stator en fourniture et en absorption (LIS),
- la limite d'induction (LIN),
- la limite de sous-excitation (UEL)
- la limite de surexcitation (OEL)
- les limites de tension stator haute et basse,
- les limites de tension réseau haute et basse,
- les limites de tension auxiliaire haute et basse
-

Les tracés des diagrammes seront réalisés avec :

- en abscisse la tension réseau au point de livraison exprimée en kV
- en ordonnée la puissance réactive au point de livraison exprimée en Mvar

Les caractéristiques et données suivantes seront mentionnées en légende pour chaque tracé :

- le nom de la centrale et le n° du groupe,
- la valeur de puissance du groupe ainsi que celles des auxiliaires,
- les conditions de refroidissement retenues,
- les caractéristiques des transformateurs (*[lister les transformateurs impactant le résultat : transformateur principal, éventuel transformateur de soutirage, éventuel transformateur de groupe, ...]*) : n° de la prise et rapport U_{HTA}/U_{HTB} en vigueur,
- *[le cas échéant :]* les caractéristiques électriques des liaisons internes de l'installation,
- les domaines de fonctionnement en tension alternateur et auxiliaires.

Critères de conformité

- Pour le diagramme à P_{max} et à la prise nominale, le domaine de fonctionnement $[U ; Q]$ de l'installation de production doit *a minima* englober les points de fonctionnement A, B et C définis aux points 1. et 2. du §3.1.3.
- Pour les diagrammes aux autres puissances et à la prise nominale, le domaine de fonctionnement $[U ; Q]$ de l'installation de production doit *a minima* englober les points de fonctionnement A' et C' définis aux points 3. et 4. du §3.1.3.

[Champ d'application : toutes les installations]

FICHE N° 6 : COMPORTEMENT DYNAMIQUE DE LA REGULATION DE TENSION ET STABILITE E PETITS MOUVEMENTS

Simulations Dossier intermédiaire

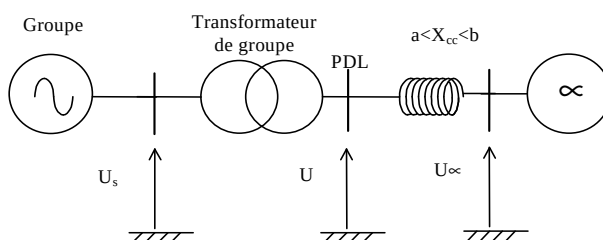
Objectifs

Pour toutes les configurations d'exploitation du réseau (réactance de liaison X_{cc} comprise entre a et b), chaque groupe de production doit rester stable quel que soit son régime de fonctionnement, dans les plages normales et exceptionnelles de tension et de fréquence, et quels que soient les niveaux de puissance active et réactive qu'elle produit.

Description

Modèle utilisé :

L'étude du comportement dynamique de la régulation de tension de chaque groupe et de la stabilité en petits mouvements est réalisée à l'aide d'un schéma de réseau simplifié où chaque groupe de production est mis en antenne sur un réseau de tension et de fréquence constante (réseau "infini") au travers d'une réactance de liaison X_{cc} comprise entre a et b.



1. Evaluation de la robustesse :

Calcul des marges de stabilité (marge de module, marge de module complémentaire, marge de retard, cf. annexe 1 du présent cahier des charges) pour le point de fonctionnement $P=P_{\max \text{ groupe}}, Q=0$ et $U=U_{\dim}$ au PDL ainsi que pour les trois points de fonctionnement suivants :

A : $P=P_{\max \text{ groupe}}, Q=0,32P_{\max \text{ groupe}}$ et $U=U_{\dim}$

B : $P=P_{\max \text{ groupe}}, Q=0,3P_{\max \text{ groupe}}$ et $U=0,9U_{\dim}$

C : $P=P_{\max \text{ groupe}}, Q=-0,35P_{\max \text{ groupe}}$ et $U=U_{\dim}$

A noter que, la puissance active, P , est la puissance brute du groupe, la puissance réactive, Q , est la puissance réactive nette du groupe au point de livraison (PDL), et la tension, U , est la tension au point de livraison.

La valeur de la tension du réseau infini U_{∞} doit rester dans les limites du régime exceptionnel. Au besoin, la puissance réactive du groupe peut être modifiée pour respecter cette contrainte.

[Si l'installation dispose d'un asservissement de puissance réactive (APR) :] L'évaluation de la robustesse est réalisée en supposant l'APR hors service.

2. Echelon de consigne du réglage primaire de tension :

Point de fonctionnement

Groupe de production initialement à $P=P_{\max \text{ groupe}}, Q=0$ et $U=U_{\dim}$. La puissance active, P , est la puissance brute du groupe, la puissance réactive, Q , est la puissance réactive nette du groupe au point de livraison (PDL), et la tension, U , est la tension au point de livraison.

La consigne initiale du réglage de tension est déterminée par ce point de fonctionnement.

Événement simulé :

[Si l'installation ne dispose pas d'un asservissement de puissance réactive (APR) :]

- Echelon de +2 % de la consigne du réglage primaire de tension.

[Si l'installation dispose d'un asservissement de puissance réactive (APR) :]

- 2.1 Echelon de +2 % de la consigne du réglage primaire de tension avec APR hors service (niveau RST constant).
- 2.2 Echelon de +2 % de la consigne du réglage primaire de tension avec APR en service (niveau RST constant).

3. Echelon de niveau du réglage secondaire de tension :

Point de fonctionnement

Groupe de production initialement à $P=P_{\max}$, $Q=0$ et $U=U_{\dim}$. La puissance active, P , est la puissance brute du groupe, la puissance réactive, Q , est la puissance réactive nette du groupe au point de livraison (PDL), et la tension, U , est la tension au point de livraison. L'APR est supposé en service. Le niveau RST, K , est déterminé par le point de fonctionnement du groupe défini précédemment.

Événement simulé :

- Echelon de +4 % du niveau K .

Conditions particulières

- Le test est réalisé pour les deux valeurs extrêmes de réactance de liaison ($X_{cc} = a$ et $X_{cc} = b$).

[Si le régulateur de tension est de type 2 :]

- Le test est réalisé pour $\lambda = [\dots]\%$.

- Chaque groupe de production doit être modélisé conformément aux informations fournies dans la fiche relative aux données (en particulier les protections de groupe, le modèle du régulateur de tension, le modèle du système d'excitation et les limitations associées le modèle de régulation de vitesse et le modèle de la turbine).

□

Données d'entrée (RTE → Producteur)

Rappel (cf. §3.6) :

- la réactance de liaison minimale $a = [\dots]$ p.u.,
- la réactance de liaison maximale $b = [\dots]$ p.u.

Résultats (Producteur → RTE)**1. Éléments à fournir**

Les hypothèses et le modèle adopté seront précisés et justifiés.

Les tracés des courbes temporelles des grandeurs listées ci-après seront fournis (les données doivent être identifiées, les échelles doivent être adaptées et les unités précisées) :

- Tension au point de livraison,
- Puissance active fournie par l'installation de production au point de livraison,
- Puissance réactive fournie par l'installation de production au point de livraison,
- Vitesse rotor,
- Consigne du réglage primaire de tension,
- Grandeur asservie par le réglage primaire de tension.
- Tension d'excitation
- Couple mécanique par turbine
- [Le cas échéant] Sorties des boucles additionnelles des régulations de vitesse/turbine et de tension, OEL et UEL (limite excitation), limite courant stator, boucle stabilisatrice (PSS)

□

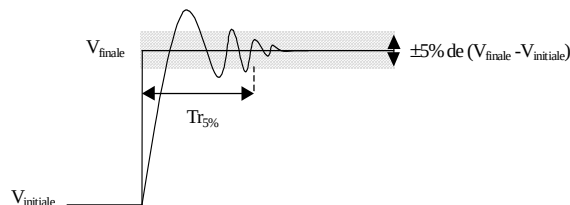
Les résultats des calculs des marges de stabilité et le modèle utilisé seront présentés.

[Si l'installation ne dispose pas d'un asservissement de puissance réactive (APR).]

2. Analyse à effectuer pour l'échelon de consigne du régulateur primaire

Les caractéristiques suivantes doivent être déterminées :

- Temps de réponse d'établissement à $\pm 5\%$ (noté $Tr_{5\%}$) au bout duquel pour un échelon de consigne donné la grandeur asservie par le réglage primaire de tension - notée V et, suivant le type de régulateur de tension, égale à Q , ou $(U_{PDL}/U_n) + (\lambda/0,67) \cdot (Q/P_{\max}(\text{groupe}))$, ou U_{stator} -, entre dans le gabarit $\pm 5\%$ de $(V_{\text{finale}} - V_{\text{initiale}})$ centré autour de V_{finale} :



- Temps d'établissement de la puissance active au point de livraison à $\pm 1\%$ de sa valeur finale.
- Ecart statique (noté $\varepsilon_{\%}$) entre la grandeur asservie injectée dans le régulateur primaire de tension et la consigne du réglage de tension :

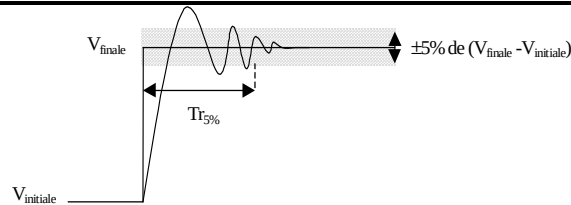
$$\varepsilon_{\%} = 100 \frac{V_{\text{finale}} - V_{\text{consigne}}}{V_{\text{consigne}}}$$

[Si l'installation dispose d'un asservissement de puissance réactive (APR).]

2.1 Analyse à effectuer pour l'échelon de consigne du régulateur primaire avec APR hors service

Les caractéristiques suivantes doivent être déterminées :

- Temps d'établissement à $\pm 5\%$ (noté $Tr_{5\%}$) au bout duquel pour un échelon de consigne donné la grandeur asservie par le réglage primaire de tension - notée V et, suivant le type de régulateur de tension, égale à Q , ou $(U_{PDL}/U_n) + (\lambda/0,67) \cdot (Q/P_{\max}(\text{groupe}))$, ou U_{stator} -, entre dans le gabarit $\pm 5\%$ de $(V_{\text{finale}} - V_{\text{initiale}})$ centré autour de V_{finale} :



- Temps d'établissement de la puissance active au point de livraison à ± 1 % de sa valeur finale.
- Ecart statique (noté $\varepsilon_{\%}$) entre la grandeur asservie injectée dans le régulateur primaire de tension et la consigne du réglage de tension :

$$\varepsilon_{\%} = 100 \frac{V_{\text{finale}} - V_{\text{consigne}}}{V_{\text{consigne}}}$$

2.2 Analyse à effectuer pour l'échelon de consigne du régulateur primaire avec APR en service

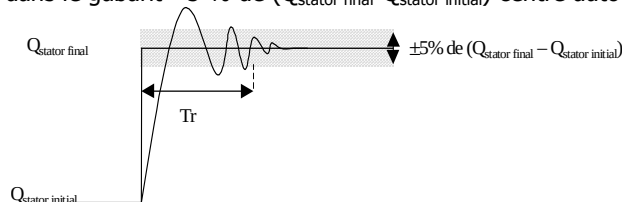
Les caractéristiques suivantes doivent être déterminées :

- Temps d'établissement à ± 5 % au bout duquel pour un échelon de consigne de la grandeur asservie par le réglage primaire de tension, la puissance réactive asservie par l'APR revient dans le gabarit ± 5 % de $Q_{\text{stator initial}}$.
- Temps d'établissement de la puissance active au point de livraison à ± 1 % de sa valeur finale.

3. Analyse à effectuer pour l'échelon du niveau K du réglage secondaire de tension

Les caractéristiques suivantes doivent être déterminées :

- Temps d'établissement à ± 5 % au bout duquel pour un échelon de niveau K donné, la puissance réactive asservie par l'APR entre dans le gabarit ± 5 % de $(Q_{\text{stator final}} - Q_{\text{stator initial}})$ centré autour de $Q_{\text{stator final}}$:



- Temps d'établissement de la puissance active au point de livraison à ± 1 % de sa valeur finale.
- Ecart statique entre la grandeur asservie, Q_{stator} , et la consigne en puissance réactive de l'APR, $K.Q_r$.

Critères de conformité

Pour garantir une bonne robustesse, la régulation primaire de tension doit présenter pour l'ensemble des points de fonctionnement demandés :

- Une marge de module supérieure ou égale à 0,34 ;
- Une marge de module complémentaire supérieure à 0,33 ;
- Une marge de retard supérieure à 34 ms.

[Si l'installation ne dispose pas d'un asservissement de puissance réactive (APR) :]

Sur échelon de consigne de la régulation primaire de tension :

- Chaque groupe de production doit rester stable sur échelon de consigne (pas de perte de synchronisme et/ou pas de déclenchement sur une protection de groupe).
- $Tr_{5\%}$ doit être inférieur à 10 secondes.
- Le temps d'établissement de la puissance active au point de livraison à ± 1 % de sa valeur finale doit être inférieur à 10 secondes.
- $\varepsilon_{\%}$ doit être inférieur à 0,2 %.

[Si l'installation dispose d'un asservissement de puissance réactive (APR) :]

Sur échelon de consigne de la régulation primaire de tension avec APR hors service :

- Chaque groupe de production doit rester stable sur échelon de consigne (pas de perte de synchronisme et/ou pas de déclenchement sur une protection de l'installation).
- $Tr_{5\%}$ doit être inférieur à 10 secondes.
- Le temps d'établissement de la puissance active au point de livraison à ± 1 % de sa valeur finale doit être inférieur à 10 secondes.
- $\varepsilon_{\%}$ doit être inférieur à 0,2 %.

Sur échelon de consigne de la régulation primaire de tension avec APR en service :

- Chaque groupe de production doit rester stable (pas de perte de synchronisme et/ou pas de déclenchement sur une protection de l'installation).
- Temps de réponse à ± 5 % de l'APR doit être supérieur à 45 secondes.
- Le temps d'établissement de la puissance active au point de livraison à ± 1 % de sa valeur finale doit être inférieur à 10 secondes.

Sur échelon du niveau K :

- Chaque groupe de production doit rester stable (pas de perte de synchronisme et/ou pas de déclenchement sur une protection de l'installation).
- Temps d'établissement à $\pm 5\%$ de l'APR doit être inférieur à 180 secondes.
- Le temps d'établissement de la puissance active au point de livraison à $\pm 1\%$ de sa valeur finale doit être inférieur à 10 secondes.
- L'imprécision sur la valeur de l'écart de consigne ($K.Q_r - Q_{\text{stator}}$) ne doit pas être supérieure à 2% de S_{na} .

[Champ d'application : toutes les installations hors éolien et photovoltaïque]

FICHE N° 7 : STABILITE SUR REPORT DE CHARGE

Simulations Dossier intermédiaire

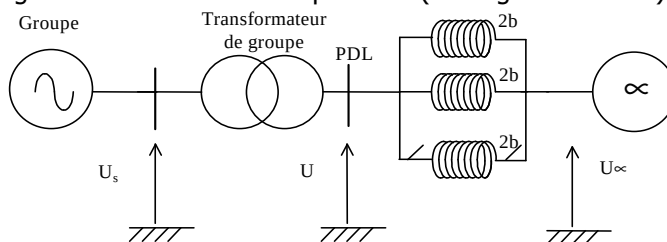
Objectifs

L'objectif est de vérifier que chaque groupe de production reste stable lors d'un report de charge de référence. Ce report de charge correspond à une variation de configuration du réseau.

Description

Modèle utilisé :

L'étude de stabilité sur report de charge est réalisée à l'aide d'un schéma simplifié du réseau où chaque groupe de production est mis en antenne sur un réseau de tension et de fréquence constante (réseau "infini") au travers de 3 lignes de réactance $2b$ en parallèle (voir figure suivante).



Point de fonctionnement :

Groupe de production initialement à $P = P_{\max \text{ groupe}}$, $Q = 0$ et $U = U_{\dim}$. La puissance active, P , est la puissance brute du groupe, la puissance réactive, Q , est la puissance réactive nette du groupe au point de livraison (PDL), et la tension, U , est la tension au point de livraison. La consigne initiale du réglage de tension est déterminée par ce point de fonctionnement.

Evènement simulé :

Ouverture d'une ligne.

Conditions particulières

- L'installation de production doit être modélisée conformément aux informations fournies dans la fiche sur les données (en particulier les protections de groupe, le modèle du régulateur de tension, le modèle du système d'excitation et les limitations associées le modèle de régulation de vitesse et le modèle de la turbine).

[Si le régulateur de tension est de type 2 :]

- Le test est réalisé pour $\lambda = [\dots]\%$.

[Si l'installation dispose d'un asservissement de puissance réactive (APR) :]

- Cette simulation doit être réalisée avec et sans la boucle APR en service.

Données d'entrée (RTE → Producteur)

Rappel (cf. §3.6) :

- la réactance de liaison maximale $b = [\dots]$ p.u.

Résultats (Producteur → RTE)

1. Eléments à fournir

Les hypothèses et le modèle adopté seront précisés et justifiés.

Les tracés des courbes temporelles des grandeurs listées ci-après seront fournis (les données doivent être identifiées, les échelles doivent être adaptées et les unités précisées).

- Tension au point de livraison,
- Puissance active fournie par l'installation de production au point de livraison,
- Puissance réactive fournie par l'installation de production au point de livraison,
- Vitesse rotor,
- Consigne du réglage primaire de tension,
- Grandeur asservie par le réglage primaire de tension.

2. Analyse à effectuer

La donnée suivante doit être déterminée :

- Temps d'établissement de la puissance électrique à $\pm 5\%$ de sa valeur finale.

Critères de conformité

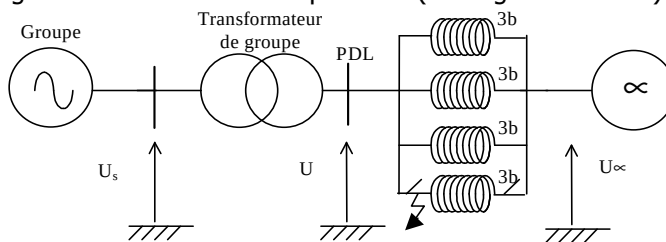
- Chaque groupe de production doit rester stable sur report de charge (pas de perte de synchronisme et/ou pas de déclenchement sur une protection de l'installation).
- Le temps d'établissement de la puissance électrique au point de livraison à ± 5 % de sa valeur finale doit être inférieur à 10 secondes.

[Champ d'application : toutes les installations hors éolien et photovoltaïque]**FICHE N° 8 : STABILITE SUR COURT-CIRCUIT****Simulations**
Dossier intermédiaire**Objectifs**

Il s'agit d'évaluer les risques de perte de stabilité et de découplage de chaque groupe de production suite à un défaut triphasé sur le réseau normalement éliminé.

Description*Modèle utilisé :*

L'étude de stabilité sur court-circuit est réalisée à l'aide d'un schéma de réseau simplifié où chaque groupe de production est mis en antenne sur un réseau de tension et de fréquence constante (réseau "infini") au travers de 4 lignes de réactance $3b$ en parallèle (voir figure suivante).

*Point de fonctionnement :*

Groupe de production initialement à $P = P_{\max \text{ groupe}}$, $Q = 0$ et $U = U_{\text{dim}}$. La puissance active, P , est la puissance brute du groupe, la puissance réactive, Q , est la puissance réactive nette du groupe au point de livraison (PDL), et la tension, U , est la tension au point de livraison. La consigne initiale du réglage de tension est déterminée par ce point de fonctionnement.

Evènements simulés :

Défaut triphasé situé sur une des lignes de liaison à une distance du PDL égale à 1% de la longueur totale de la ligne. Ce court-circuit est éliminé en un temps T par l'ouverture des protections.

Conditions particulières

- Chaque groupe de production doit être modélisée conformément aux informations fournies dans la fiche sur les données (en particulier les auxiliaires, les protections de groupe, le modèle du régulateur de tension, le modèle du système d'excitation et les limitations associées le modèle de régulation de vitesse et le modèle de la turbine.).

[Si le régulateur de tension est de type 2 :]

- Le test est réalisé pour $\lambda = [\dots]\%$,

▫

[Si l'installation dispose d'un asservissement de puissance réactive (APR).]

- L'APR est hors service.

▫

Données d'entrée (RTE → Producteur)

Rappel (cf. §3.6) :

- la réactance de liaison maximale $b = [\dots]$ p.u.
- $T = [\dots]$ ms

Résultats (Producteur → RTE)**1. Eléments à fournir pour chacun des essais**

Les hypothèses et le modèle adopté seront précisés et justifiés.

Les tracés des courbes temporelles des grandeurs listées ci-après seront fournis (les données doivent être identifiées, les échelles doivent être adaptées et les unités précisées) :

- Tension au point de livraison,
- Puissance active fournie par groupe de production au point de livraison,
- Puissance réactive fournie par groupe de production au point de livraison,
- Vitesse rotor,
- Consigne du réglage primaire de tension,
- Grandeur asservie par le réglage primaire de tension.

2. Analyse à effectuer pour chacun des essais

- Temps d'amortissement de la puissance électrique à $\pm 5\%$ de sa valeur finale.

- Calcul du temps limite d'élimination des défauts à partir duquel le court-circuit n'entraîne pas la perte de stabilité (précision de 5 ms).

Critères de conformité

- Chaque groupe de production doit rester stable (pas de perte de synchronisme et/ou pas de déclenchement sur une protection de lgroupe).
- Le temps d'établissement de la puissance électrique au point de livraison à $\pm 5\%$ de sa valeur finale doit être inférieur à 10 secondes.

[Champ d'application : toutes les installations]**FICHE N° 9 : TENUE DE L'INSTALLATION AUX CREUX DE TENSION****Attestation
Dossier intermédiaire****Objectifs**

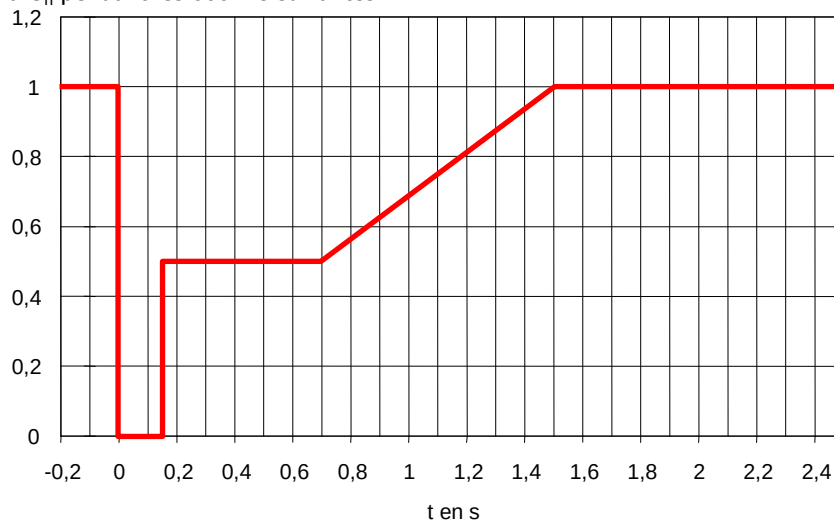
Il s'agit d'évaluer les risques de découplage de l'installation de production sur creux de tension **[dans le cas d'une installation avec machines synchrones]** n'entraînant pas de rupture de synchronisme. Les creux de tension, observés sur le réseau et auxquels peut être soumise l'installation de production, peuvent en effet affecter le fonctionnement de ses auxiliaires, mais ne doivent pas provoquer le déclenchement de l'ensemble de l'installation.

Description**1. Gabarit de creux de tension**

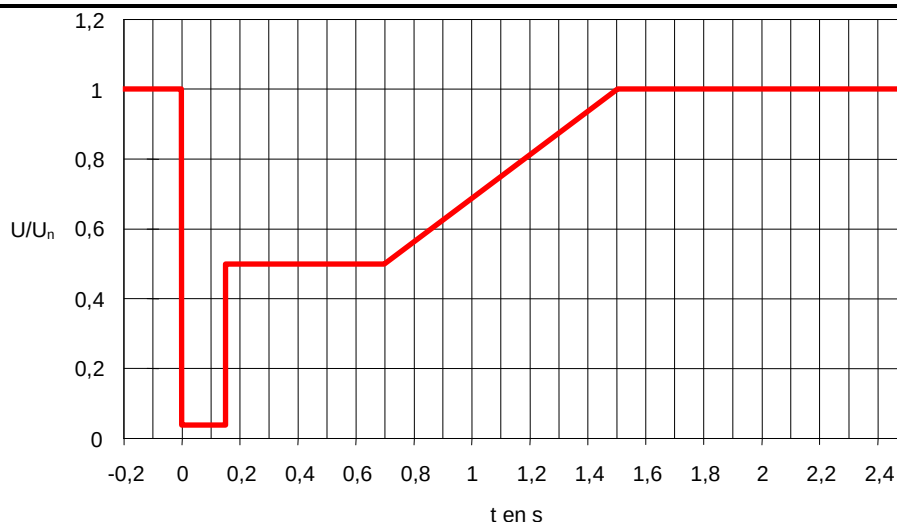
Pour tout creux de tension monophasé ou triphasé respectant le gabarit suivant **[dans le cas d'une installation avec machines synchrones]** et n'entraînant pas la rupture de synchronisme de l'installation, aucun déclenchement de l'installation de production n'est admis.

[Choisir un des cas suivants]**[Si l'installation est raccordée à un réseau HTB3 ou HTB2 maillé, et hors mesure provisoire décrite juste après :]**

- creux de tension de 100 % pendant 150 ms,
- palier à 0,5 U_n pendant les 550 ms suivantes,
- retour linéaire à U_n pendant les 800 ms suivantes.

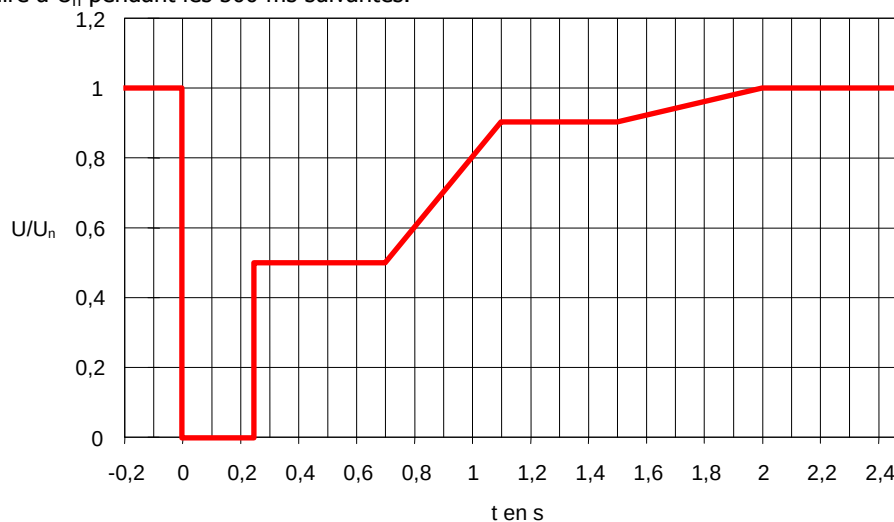
**[Mesure provisoire lorsque la PTF a été transmise au plus tard le 30/09/09 : si l'installation est une installation éolienne et si elle est raccordée à un réseau HTB3 ou HTB2 maillé :]**

- creux de tension de 95 % pendant 150 ms,
- palier à 0,5 U_n pendant les 550 ms suivantes,
- retour linéaire à U_n pendant les 800 ms suivantes.



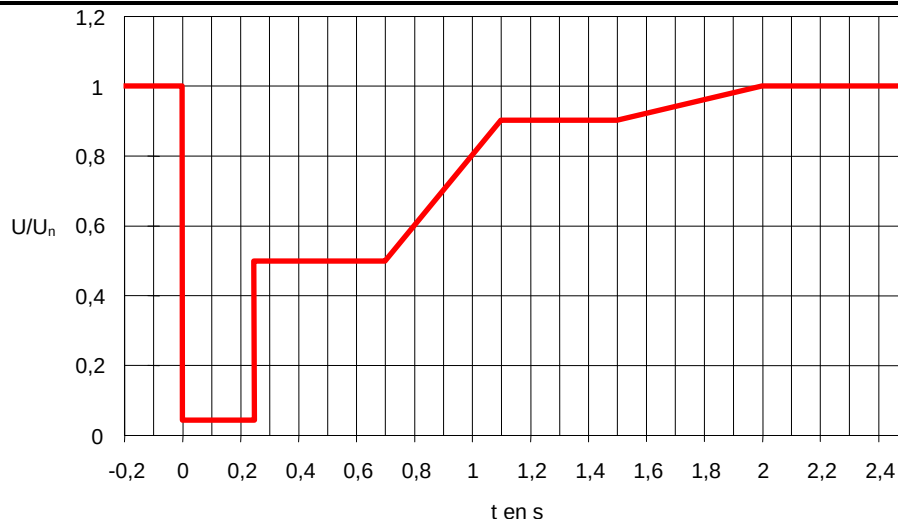
[Si l'installation n'est pas une installation éolienne et si elle est raccordée à un réseau HTB1 ou HTB2 non maillé :]

- creux de tension de 100 % pendant 250 ms,
- palier à $0,5 U_n$ pendant les 450 ms suivantes,
- retour linéaire à $0,9 U_n$ pendant les 400 ms suivantes,
- palier à $0,9 U_n$ pendant les 400 ms suivantes,
- retour linéaire à U_n pendant les 500 ms suivantes.



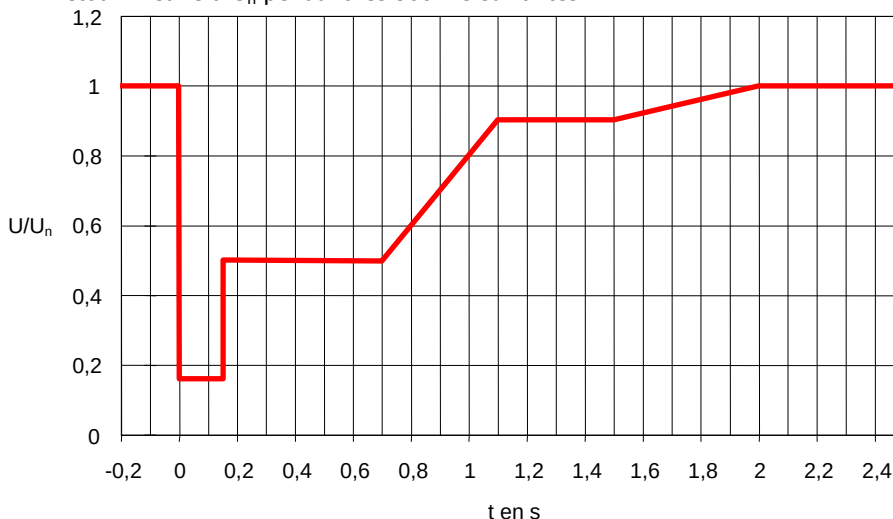
[Si l'installation est une installation éolienne et si elle est raccordée à un réseau HTB1 ou HTB2 non maillé, et hors mesure provisoire décrite juste après :]

- creux de tension de 95 % pendant 250 ms,
- palier à $0,5 U_n$ pendant les 450 ms suivantes,
- retour linéaire à $0,9 U_n$ pendant les 400 ms suivantes,
- palier à $0,9 U_n$ pendant les 400 ms suivantes,
- retour linéaire à U_n pendant les 500 ms suivantes.



[Mesure provisoire lorsque la PTF a été transmise au plus tard le 30/09/09 : si l'installation est une installation éolienne et si elle est raccordée à un réseau HTB1 ou HTB2 non maillé :]

- creux de tension de 85 % pendant 150 ms,
- palier à 0,5 U_n pendant les 550 ms suivantes,
- retour linéaire à 0,9 U_n pendant les 400 ms suivantes,
- palier à 0,9 U_n pendant les 400 ms suivantes,
- retour linéaire à U_n pendant les 500 ms suivantes.



Conditions particulières

Données d'entrée (RTE → Producteur)

Résultats (Producteur → RTE)

Tenue de l'installation au gabarit de creux de tension

- Résultat de l'étude permettant de garantir que l'installation supporte le gabarit de creux de tension,
- En cas de non respect du gabarit ci-dessus, présentation du gabarit de creux de tension que peut supporter l'installation (durée limite du pallier à $0,5U_{dim}$) et description du réglage des protections le limitant.

Critères de conformité

- Attestation du producteur de tenue de l'installation au gabarit de creux de tension, basée sur les simulations ci-dessus
- L'installation de production ne doit pas déclencher.

[Champ d'application : toutes les installations hors éolien et photovoltaïque]

FICHE N°10 : TENUE DE LA TENSION SUR VARIATION DE FREQUENCE

Simulations Dossier intermédiaire

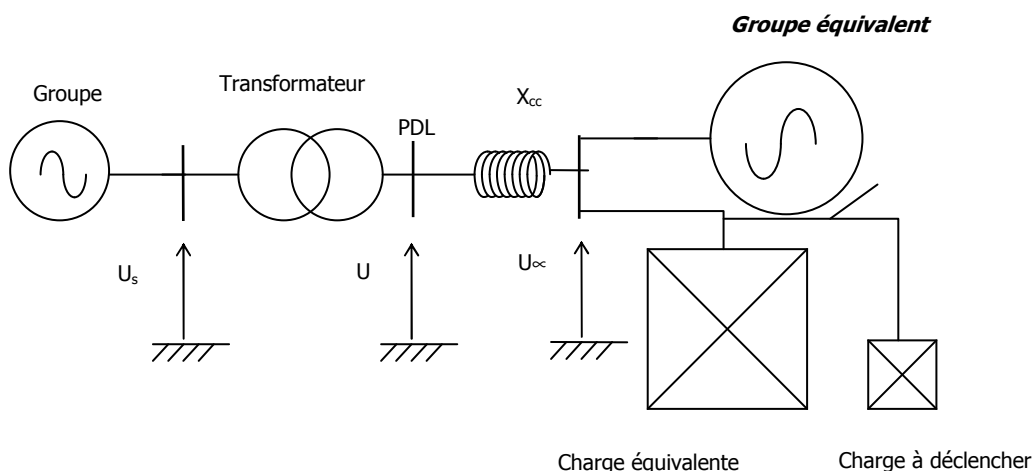
Objectifs

L'objectif est de vérifier que la tension aux bornes de chaque groupe reste bien réglée lors d'une variation importante de fréquence.

Description

Modèle utilisé :

L'étude de tenue de la tension sur variation de fréquence est réalisée à l'aide d'un schéma de réseau simplifié où chaque groupe de production est mis en antenne sur un réseau très puissant de fréquence et de tension variable au travers d'une réactance de liaison $X_{cc} = a$.



- La charge équivalente est de 300 000 MW et est indépendante de la tension et de la fréquence
- La charge à déclencher est de 7 000 MW

Alternateur :

$$S_n = 340000 \text{ MVA}$$

$$P_n = 320000 \text{ MW}$$

$$U_{\infty n} = \text{[...]} \text{ kV}$$

$$R_s = 0.003 \text{ p.u.}$$

$$X_s = 0.18 \text{ p.u.}$$

$$X_d = 1.09 \text{ p.u.}$$

$$X'_d = 0.28 \text{ p.u.}$$

$$X''_d = 0.185 \text{ p.u.}$$

$$T'_d = 11.1 \text{ s}$$

$$T''_d = 0.073 \text{ s}$$

$$X_q = 0.65 \text{ p.u.}$$

$$X''_q = 0.25 \text{ p.u.}$$

$$T''_q = 0.11 \text{ s}$$

Aucune saturation ne sera prise en compte pour la modélisation du groupe équivalent.

$$H = 8 \text{ MW.s/MVA}$$

- Régulation de tension : $E_f/E_{fn} = (U_c - U_s)/U_{sn} * 15/(1+0.3p)$

Turbine :

$$P_n = 340000 \text{ MW}$$

$$\text{régulation de turbine : } P/P_n = (P_o/P_n + 1/0.2 * \text{Deta.f/f}_n) / (1 + 2.5p)$$

Point de fonctionnement :

Chaque groupe de production est initialement à $P = P_{n, \text{maxgroupe}}$, $Q = 0$ et $U = U_{dim}$. La puissance active, P , est la puissance brute du groupe, la puissance réactive, Q , est la puissance réactive nette du groupe au point de livraison (PDL), et la tension, U , est la tension au point de livraison. La valeur de la tension du réseau infini U_{∞} doit rester dans les limites du régime exceptionnel. Au besoin, la puissance réactive du groupe peut être modifiée pour respecter cette contrainte.

Événement simulé :

Déclenchement de la charge à déclencher conduisant à une hausse maximale de fréquence transitoire d'environ

250 mHz et à une hausse de fréquence en régime permanent d'environ 200 mHz

Conditions particulières

- Chaque groupe de production est modélisé conformément aux informations fournies dans la fiche sur les données (en particulier les auxiliaires, les protections de groupe, le modèle de régulation de tension, le modèle du système d'excitation, les limitations associées, le modèle de régulation de vitesse et le modèle de la turbine)
- [Dans le cas d'une installation de production disposant d'un asservissement de puissance réactive (APR) :] La simulation est réalisée en supposant l'APR hors service.

Données d'entrée (RTE → Producteur)

Résultats (Producteur → RTE)

Les hypothèses et le modèle adopté seront précisés et justifiés.

Les tracés des courbes temporelles des grandeurs listées ci-après seront fournis (les données doivent être identifiées, les échelles doivent être adaptées et les unités précisées).

- Tension au point de livraison,
- Puissance active fournie par groupe de production au point de livraison,
- Puissance réactive fournie par groupe de production au point de livraison,
- Vitesse rotor,
- Consigne du réglage primaire de tension,
- Grandeur asservie par le réglage primaire de tension.

Critères de conformité

- Sur le transitoire, la grandeur régulée par le régulateur primaire de tension est maintenue à moins de 5 % de sa valeur de consigne.
- Chaque groupe garde le synchronisme.

**ANNEXE 5 : ESSAIS A REALISER PAR LE PRODUCTEUR
(ETAPE 3)**

[Champ d'application : toutes les installations]

FICHE N° 11 : TEST DES SYSTEMES DEDIES AUX ECHANGES D'INFORMATION	
Essais réels Dossier intermédiaire	
Objectifs	L'essai vise à vérifier le bon fonctionnement de l'ensemble des équipements associés aux systèmes dédiés aux échanges d'information.
Description	Chaque équipement sera testé en liaison avec RTE et dans le respect des protocoles d'échanges.
Conditions particulières	Tous les tests doivent être programmés et réalisés en liaison avec RTE.
Données d'entrée (RTE → Producteur)	
Résultats (Producteur → RTE)	Procès verbal des tests des équipements.
Critères de conformité	Chaque équipement doit fonctionner correctement dans le respect des protocoles d'échanges.

[Champ d'application : toutes les installations]

FICHE N° 12 : COUPLAGE AU RESEAU**Essais réels
Dossier final****Objectifs**

Le couplage au RPT doit être assuré par un organe de coupure appartenant au producteur. Le couplage doit être possible dans la plage de fréquence 49 Hz – 51 Hz, et dans une plage de tension d'amplitude $\pm 12\%$ autour de la tension de la prise en service du transformateur, limitée au domaine normal de fonctionnement du réseau.

Dans le cas d'un couplage synchrone, chaque groupe de production ne doit être couplé au RPT que lorsque les conditions suivantes sont respectées :

- écart de fréquence inférieur à 0,1 Hz,
- écart de tension inférieur à 10 %,
- écart de phase inférieur à 10°.

Description

- **Essai 1** : enclenchement du transformateur principal.
- **Essai 2** : couplage du [ou s'il y a plusieurs groupes :] d'un groupe au réseau.

[Le cas échéant :]

- **Essai 3** : montée en puissance de $P_{\min \text{ groupe}}$ à sa $P_{\max \text{ groupe}}$ (en fonction des conditions extérieures) et maintien à cette $P_{\max \text{ groupe}}$ pendant 15 minutes.
- **Essai 4** : baisse de puissance de $P_{\max \text{ groupe}}$ (en fonction des conditions extérieures) à $P_{\min \text{ groupe}}$ et maintien à $P_{\min \text{ groupe}}$ pendant 15 minutes.

Les essais 3 et 4 seront réalisés avec les différentes pentes de fonctionnement déclarées dans la fiche 1. [S] [l'installation comporte plusieurs groupes :] Les essais 2, 3 et 4 sont à réaliser pour chaque groupe.

[Le cas échéant et notamment pour l'éolien ou photovoltaïque:]

- **Essai 3** : montée en puissance de l'installation
- **Essai 4** : arrêt rapide de l'installation

Conditions particulières

- L'essai doit être programmé et réalisé en liaison avec RTE.
- [Le cas échéant, et à modifier selon les réglages auxquels participe effectivement l'installation] Le groupe ne participe ni aux réglages primaire et secondaire de la fréquence, ni au réglage secondaire de la tension au moment des essais.

Données d'entrée (RTE → Producteur)**Résultats (Producteur → RTE)**

- Procédure d'essai décrivant les étapes réalisées, les conditions d'essai et les points de mesures.
- Enregistrements des signaux temporels suivants pour chacun des essais :
 - o Tension efficace au point de livraison.
 - o Puissance active fournie par le groupe de production au point de livraison.
 - o Puissance réactive fournie par le groupe de production au point de livraison.
 - o Vitesse

Ces enregistrements doivent inclure les phases de régime permanent précédent et suivant chaque événement (au minimum 10 secondes avant et 60 secondes après). Ils doivent se présenter sous la forme suivante :

- Format papier et informatique des enregistrements (fichier Excel par exemple).
- Graphes avec légende (grandeur mesurée et unités).
- Echelles des courbes sur format papier adaptées aux amplitudes mesurées.

Critères de conformité

Pour les essais 1, 2 et 3 :

- Pas de déclenchement lors des mises sous tension.
- à-coup de tension au point de livraison inférieur à [en HTB1 et HTB2 :] 5 % [en HTB3 :] 3 % (cf. §3.9 « Perturbations »).

Pour l'essai 3 :

- le groupe réussit à monter en puissance sans perturbation de la tension (les enregistrements doivent corroborer cela).

[le cas échéant :]

Pour les essais 3 et 4 :

- la pente de montée ou de baisse de charge mesurée lors de l'essai est cohérente avec celle renseignée par le

producteur pour chacune des configurations possibles dans la liste des données.

[Champ d'application : toutes les installations]**FICHE N° 13 : QUALITE DE FOURNITURE****Essais réels
Dossier final****Objectifs**

Les perturbations produites par l'installation de production, mesurées au point de livraison, ne doivent pas excéder les valeurs limites autorisées.

Description

Les perturbations qui seront étudiées au point de livraison de l'installation sont :

- Fluctuations rapides de la tension (flicker)
 - Valeur du Pst (tel que défini dans la publication CEI 61000-4-15)
- Déséquilibre
 - Taux de déséquilibre de la tension en %
- Harmoniques
 - Valeur des injections harmoniques (rangs 2 à 40) I_{hn} en A
 - Taux global d'harmonique = $\tau_g = \sqrt{\sum_{n=2}^{40} I_{hn}^2} \cdot \frac{\sqrt{3} U_c}{S}$
 où U_c est la valeur de la tension nominale au point de livraison
 S est la puissance apparente maximale de l'installation tant que celle-ci reste inférieure à 5% de S_{cc} . Sinon elle est considérée égale à 5% de S_{cc} .

Conditions particulières

Les essais doivent être réalisés en coordination avec RTE, sur plusieurs jours afin de se placer dans différentes configurations d'exploitation du réseau et de l'installation, si possible les plus contraignantes d'un point de vue qualité de la tension (couplage, enclenchements, variation de charge, ...).

Par exemple : 2 jours à minima afin d'avoir des mesures lorsque l'installation est démarrée et fournissant plus de 50 % de sa puissance nominale.

Données d'entrée (RTE → Producteur)**Résultats (Producteur → RTE)**

- Procédure d'essai décrivant les étapes réalisées, les conditions d'essai et les points de mesures.
- Enregistrements au point de livraison de l'installation des grandeurs décrites ci-dessus moyennées sur 10 minutes.

Ces enregistrements doivent être réalisés sur plusieurs jours et être représentatifs d'un fonctionnement normal du site. Ils doivent se présenter sous la forme suivante :

- Format papier et informatique des enregistrements (fichier Excel par exemple).
- Tableaux ou graphes avec légende (grandeur mesurée et unités).
- Echelles des courbes sur format papier adaptées aux amplitudes mesurées.

Critères de conformité**[en HTB1 et HTB2 :]**

- Papillotement : $Pst_{max} = 1$
- Déséquilibre : taux de déséquilibre max = 1 %
- Harmoniques : courants harmoniques maximaux $I_{hn\ max} = k_n \frac{S}{\sqrt{3}U_c}$

où k_n est le coefficient de limitation défini en fonction du rang n de l'harmonique :

Rangs impairs	k_n (%)	Rangs pairs	k_n (%)
3	6,5	2	3
5 et 7	8	4	1,5
9	3	> 4	1
11 et 13	5		
> 13	3		

Taux global max : $\tau_{g\ max} = 8 \%$

[en HTB3 :]

- Papillotement : $Pst_{max} = 0,6$
- Déséquilibre : taux de déséquilibre max = 0,6 %
- Harmoniques : courants harmoniques maximaux $I_{hn\ max} = k_n \frac{S}{\sqrt{3}U_c}$

où k_n est le coefficient de limitation défini en fonction du rang n de l'harmonique :

Rangs impairs	k_n (%)	Rangs pairs	k_n (%)
3	3,9	2	1,8
5 et 7	4,8	4	0,9
9	1,8	> 4	0,6
11 et 13	3		
> 13	1,8		

Taux global max : $\tau_{g\ max} = 4,8 \%$

[Champ d'application : toute installation de plus de 40 MW, sauf si énergie fatale ou si CCG. Cf. §3.2.1]

FICHE N° 14 : REGLAGE PRIMAIRE DE FREQUENCE

Essais réels Dossier final

Objectifs

En cas de déséquilibre entre puissance produite et consommée sur le réseau (aléas, montée de charge,...), toute installation de production participant au réglage fréquence-puissance doit adapter la puissance produite par l'installation dans un laps de temps suffisamment court et dans les proportions voulues.

Description

Le groupe étant couplé au réseau, les essais suivants seront réalisés :

- **Essai 1 :** Groupe à sa puissance maximale $P_{\text{maximum groupe}}$ (en fonction des conditions extérieures) à laquelle on soustrait la réserve primaire R_p (cf. §3.2.1 « Réglage primaire de fréquence ») : Injection artificielle d'un échelon de fréquence $\Delta f = -200$ mHz pendant 15 minutes au niveau du régulateur de vitesse.

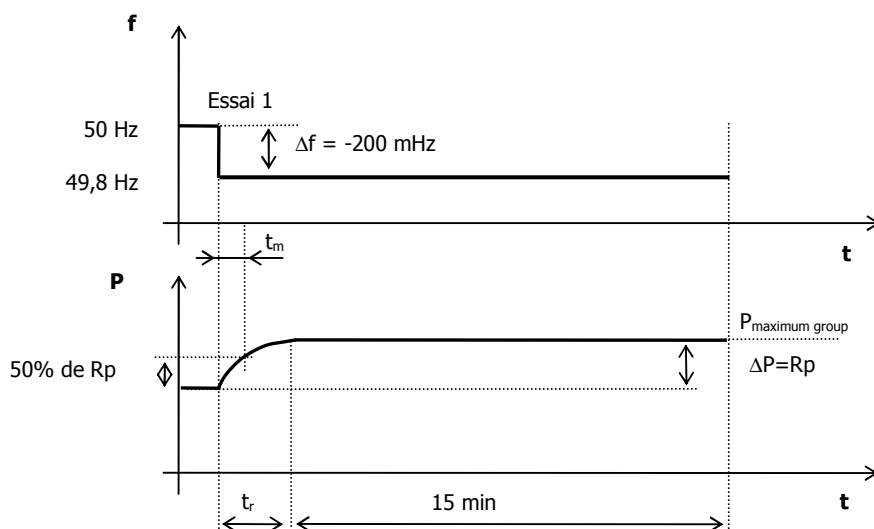


Figure 1

t_m : temps au bout duquel la réponse en puissance atteint 50 % de la réserve primaire R_p .

t_r : temps au bout duquel la réponse en puissance atteint 95 % de la réserve primaire R_p .

- **Essai 2 :** Groupe à sa puissance maximale $P_{\text{maximum groupe}}$ (en fonction des conditions extérieures) : Injection artificielle d'un échelon de fréquence $\Delta f = +200$ mHz au niveau du régulateur de vitesse.

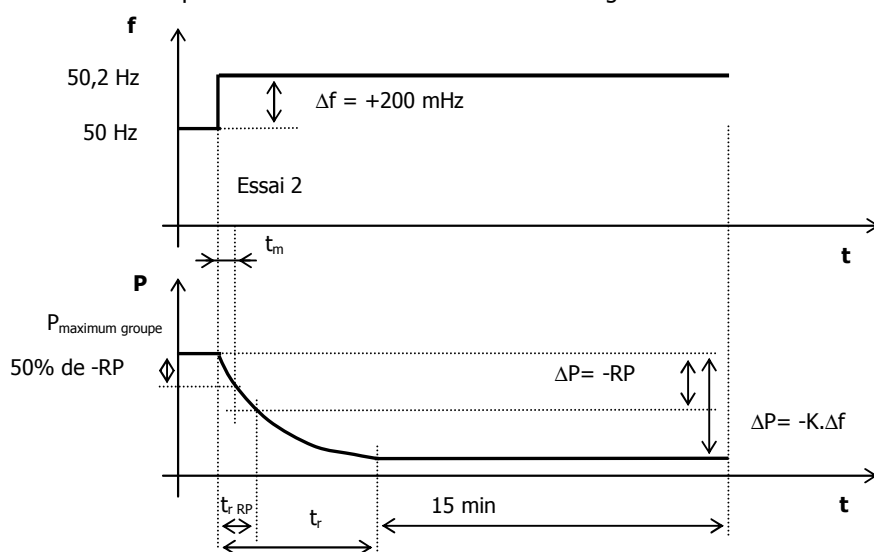


Figure 2

t_m : temps au bout duquel la réponse en puissance atteint 50% de $-R_p$.

$t_{r\text{ }RP}$: temps au bout duquel la réponse en puissance atteint $-R_p$.

t_r : temps au bout duquel la réponse en puissance atteint 95% de $-K \cdot \Delta f$.

- **Essai 3 :** Groupe à sa puissance maximale $P_{\text{maximum groupe}}$ (en fonction des conditions extérieures) : à laquelle on

sostrait la réserve primaire R_p : Injection artificielle d'un échelon de fréquence $\Delta f = -50$ mHz au niveau du régulateur de vitesse.

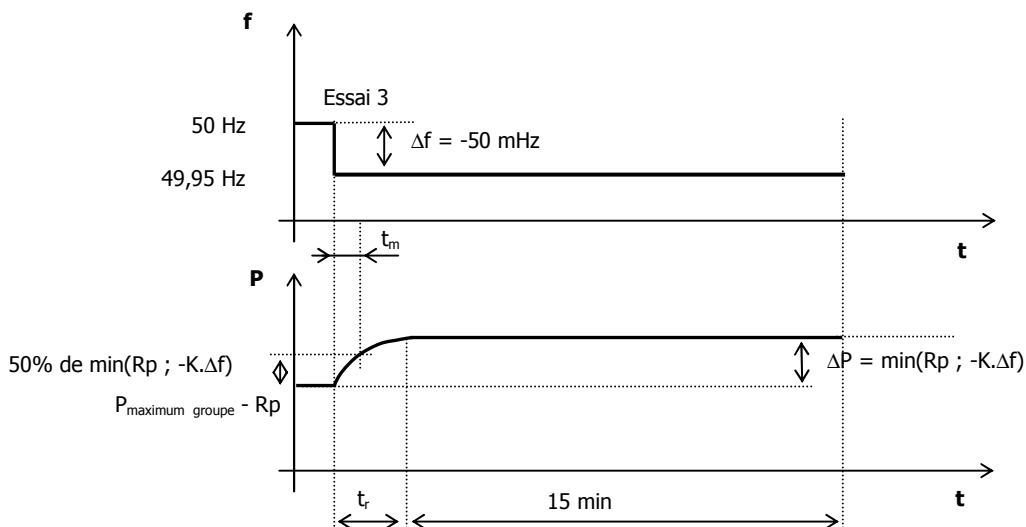


Figure 3

t_m : temps au bout duquel la réponse en puissance atteint 50 % de $\min(R_p; -K.\Delta f)$.

t_r : temps au bout duquel la réponse en puissance atteint 95 % de $\min(R_p; -K.\Delta f)$.

- **Essai 4** : idem essai 3 avec un échelon $\Delta f = -15$ mHz
- **Essai 5** : Groupe à sa puissance maximale $P_{\text{maximum groupe}}$ (en fonction des conditions extérieures): Injection artificielle d'un échelon de fréquence $\Delta f = +50$ mHz au niveau du régulateur de vitesse.

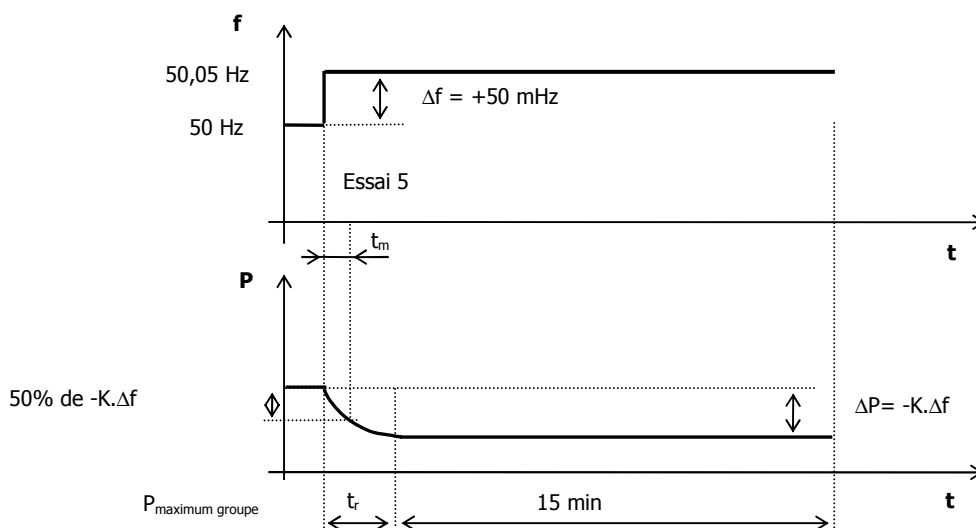


Figure 4

t_m : temps au bout duquel la réponse en puissance atteint 50% de $-K.\Delta f$.

t_r : temps au bout duquel la réponse en puissance atteint 95% de $-K.\Delta f$.

- **Essai 6** : idem essai 5 avec un échelon $\Delta f = +15$ mHz
- **Essai 7** : Groupe à sa puissance minimale $P_{\text{min groupe}}$: Injection artificielle d'un échelon de fréquence de $\Delta f = -50$ mHz pendant 15 minutes au niveau du régulateur de vitesse.

Conditions particulières

- **[Si l'installation comporte plusieurs groupes]** Les tests sont à réaliser pour chaque groupe participant au réglage primaire de fréquence.
- Les tests doivent être programmés et réalisés en liaison avec RTE.
- L'installation ne participe pas aux réglages primaire et secondaire de fréquence au moment des essais.
- S'il existe une bande morte volontaire dans la régulation de fréquence, elle ne doit pas être active pendant les essais..

Données d'entrée (RTE → Producteur)

Energie réglante $K = [...]$ MW/Hz.

Rappel : $R_p \geq [...]$ MW (cf. §3.2.1) *[sera transmis par le producteur lors de la réalisation de l'essai].*

Résultats (Producteur → RTE)

Pour chacun des essais, enregistrements des signaux temporels de la figure 1 :

- Consigne injectée artificiellement dans le régulateur de vitesse
- Puissance active fournie par le groupe au point de livraison

et indication sur les enregistrements, des valeurs suivantes :

- $t_{m/}$
- t_r (et $t_{r\ RP}$ pour l'essai 2),
- ΔP

Ces enregistrements doivent inclure les phases de régime permanent précédent et suivant l'événement (au minimum 10 secondes avant et 60 secondes après). Ils doivent se présenter sous la forme suivante :

- Format papier et informatique des enregistrements (fichiers Excel par exemple).
- Graphes avec légende (grandeur mesurée et unités).
- Echelles des courbes sur format papier adaptées aux amplitudes mesurées.

De plus on calculera pour chacun des essais l'énergie réglante et le statisme ϑ du régulateur à partir de la valeur de ΔP mesurée dans l'essai 2 et des formules suivantes :

$$K = \frac{P - P_{c0}}{f_0 - f}$$

$$\vartheta = \frac{P_{\max\ groupe}}{f_0} \cdot \frac{f_0 - f}{P - P_{c0}}$$

Critères de conformité

Pour chacun des essais, les enregistrements doivent prouver visuellement le respect des points suivants :

- Forme d'onde non oscillante.
- Temps t_r inférieur à 30 s pour tous les essais sauf pour l'essai 2.

[Si l'installation comporte une pente rapide :]

- Temps t_r inférieur à $30 + \frac{-(K \cdot \Delta f - R_p)}{\text{pente de baisse rapide en MW/min}} \cdot 60 = [...]$ s pour l'essai 2.

[Si l'installation ne comporte pas de pente rapide :]

- Temps t_r inférieur à $30 + 20 = 50$ s pour l'essai 2.

- Temps t_m inférieur à 15 s.

Pour l'essai 1 :

- Variation $\Delta P = R_p$ maintenue 15 min (après t_r).

Pour les essais 2 et 5 :

- Variation $\Delta P = -K \cdot \Delta f$ maintenue 15 min (après t_r).

Pour les essais 3 et 7

- Variation $\Delta P = \min(R_p ; -K \cdot \Delta f)$ maintenue 15 min (après t_r).

Pour les essais 4 et 6

- Variation $\Delta P \geq 0,005 \cdot K$ MW maintenue 15 min (après t_r)

▫

Pour les essais 2, 3 et 5, les enregistrements doivent montrer que :

- Energie réglante K mesurée = énergie réglante pré-réglée à ± 5 % près.

[Champ d'application : CCG. Cf. §3.2.1]

FICHE N° 14 : REGLAGE PRIMAIRE DE FREQUENCE**Essais réels
Dossier final****Objectifs**

En cas de déséquilibre entre puissance produite et consommée sur le réseau (aléas, montée de charge,...), toute installation de production participant au réglage fréquence-puissance doit adapter la puissance produite par l'installation dans un laps de temps suffisamment court et dans les proportions voulues.

Description

Le groupe étant couplé au réseau, les essais suivants seront réalisés :

□ **Essai 1 :**

- o **Version a :** Groupe à sa puissance maximale $P_{\text{maximum groupe}}$ (en fonction des conditions extérieures) à laquelle on soustrait la réserve primaire R_p (cf. §3.2.1 « Réglage primaire de fréquence ») : Injection artificielle d'un échelon de fréquence $\Delta f = -200$ mHz pendant 15 minutes au niveau du régulateur de vitesse.

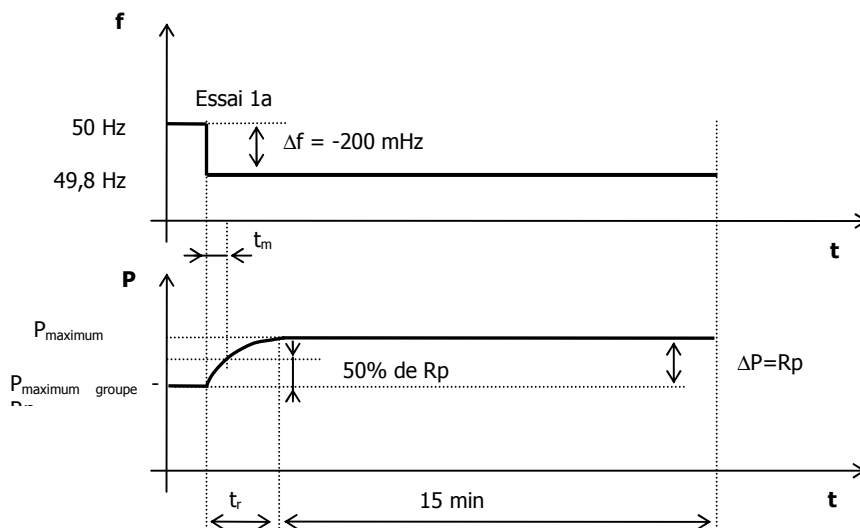


Figure 1a

t_m : temps au bout duquel la réponse en puissance atteint 50 % de la réserve primaire R_p .

t_r : temps au bout duquel la réponse en puissance atteint 95 % de la réserve primaire R_p .

- o **Version b :** Groupe à sa puissance maximale $P_{\text{maximum groupe}}$ (en fonction des conditions extérieures) à laquelle on soustrait au plus $R_p/X_{rp}\%$: Injection artificielle d'un échelon de fréquence $\Delta f = -200$ mHz pendant 15 minutes au niveau du régulateur de vitesse.

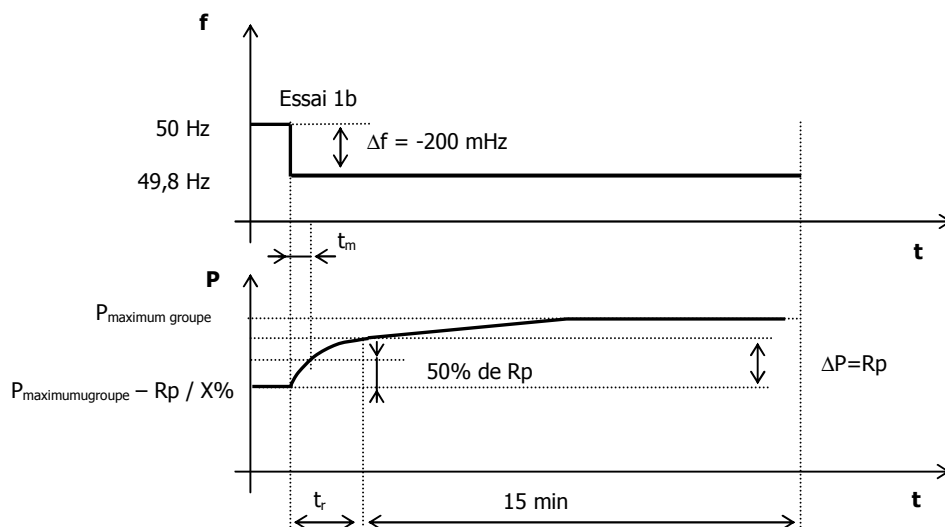


Figure 1b

t_m : temps au bout duquel la réponse en puissance atteint 50 % de la réserve primaire R_p .

t_r : temps au bout duquel la réponse en puissance atteint 95 % de la réserve primaire R_p .

- **Essai 2 :** Groupe à sa puissance maximale $P_{\text{maximum groupe}}$ (en fonction des conditions extérieures): Injection artificielle d'un échelon de fréquence $\Delta f = + 200 \text{ mHz}$ au niveau du régulateur de vitesse.

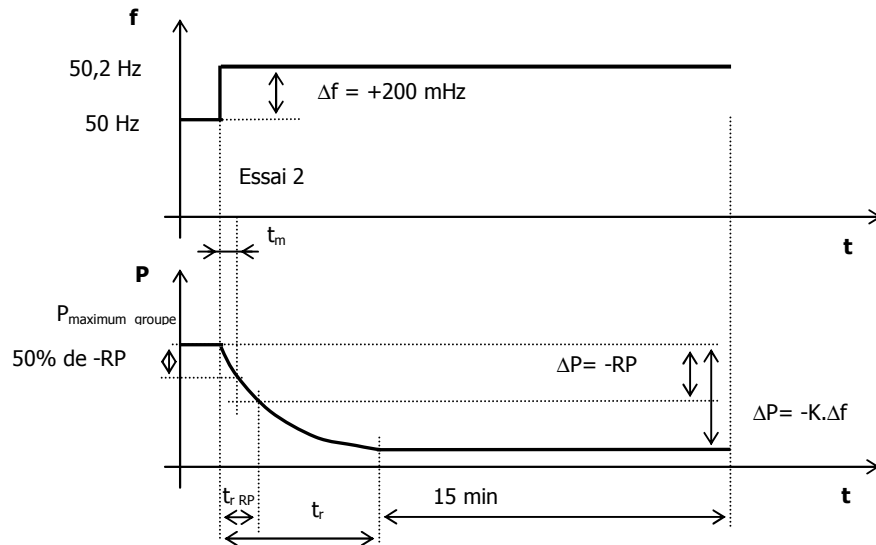


Figure 2

- t_m : temps au bout duquel la réponse en puissance atteint 50% de -RP
- $t_{r \text{ RP}}$: temps au bout duquel la réponse en puissance atteint -RP.
- t_r : temps au bout duquel la réponse en puissance atteint 95% de $-K \cdot \Delta f$.

- **Essai 3 :**

- o **Versión a :** Groupe à sa puissance maximale $P_{\text{maximum groupe}}$ (en fonction des conditions extérieures): à laquelle on soustrait la réserve primaire R_p : Injection artificielle d'un échelon de fréquence $\Delta f = - 50 \text{ mHz}$ au niveau du régulateur de vitesse.

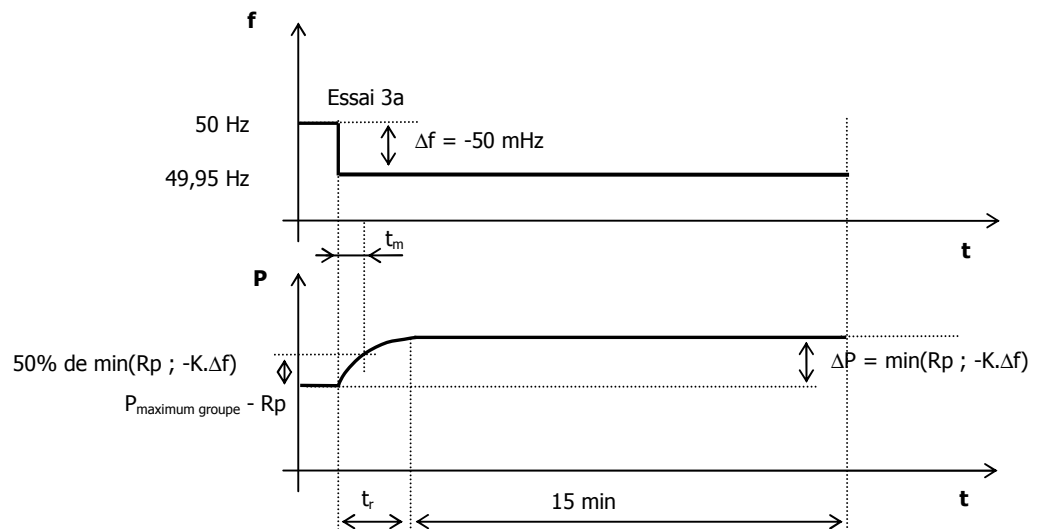
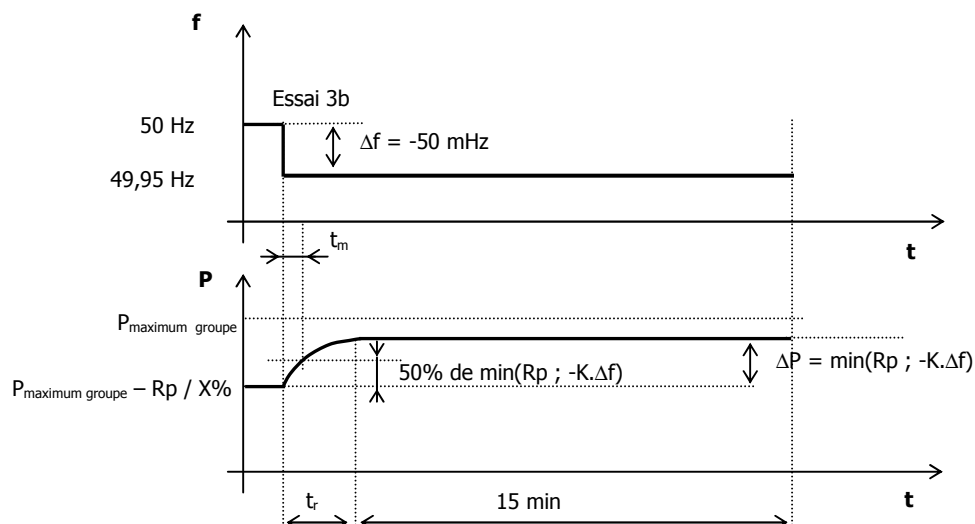


Figure 3a

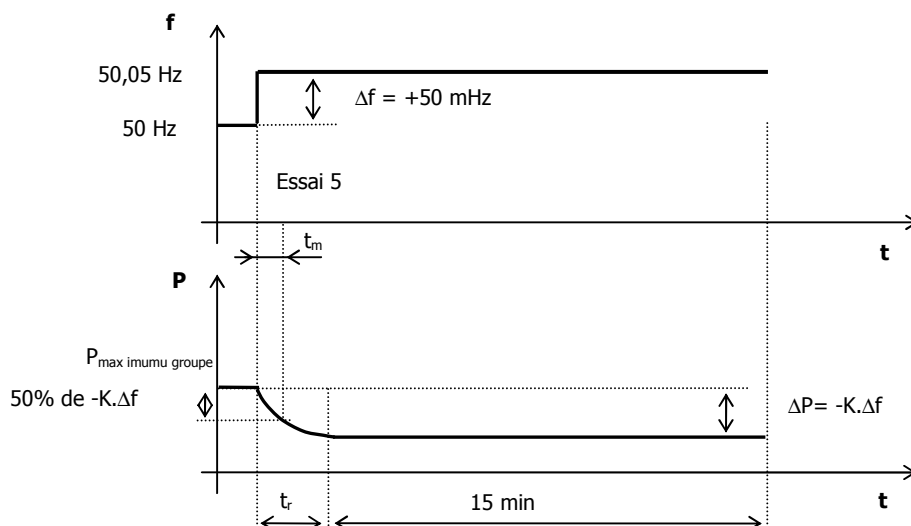
- t_m : temps au bout duquel la réponse en puissance atteint 50 % de $\min(R_p ; -K \cdot \Delta f)$.
- t_r : temps au bout duquel la réponse en puissance atteint 95 % de $\min(R_p ; -K \cdot \Delta f)$.
- o **Versión b :** Groupe à sa puissance maximale $P_{\text{maximum groupe}}$ (en fonction des conditions extérieures) à laquelle on soustrait au plus $R_p / X_{rp} \%$: Injection artificielle d'un échelon de fréquence $\Delta f = - 50 \text{ mHz}$ au niveau du régulateur de vitesse.



t_m : temps au bout duquel la réponse en puissance atteint 50 % de $\min(R_p ; -K \cdot \Delta f)$.

t_r : temps au bout duquel la réponse en puissance atteint 95 % de $\min(R_p ; -K \cdot \Delta f)$.

- **Essai 4** : idem essai 3 version a, avec un échelon $\Delta f = -15$ mHz
- **Essai 5** : Groupe à sa puissance maximale $P_{\text{maximum groupe}}$ (en fonction des conditions extérieures): Injection artificielle d'un échelon de fréquence $\Delta f = +50$ mHz au niveau du régulateur de vitesse.



t_m : temps au bout duquel la réponse en puissance atteint 50% de $-K \cdot \Delta f$.

t_r : temps au bout duquel la réponse en puissance atteint 95% de $-K \cdot \Delta f$.

- **Essai 6** : idem essai 5 avec un échelon $\Delta f = +15$ mHz
- **Essai 7** : Groupe à sa puissance minimale $P_{\text{min groupe}}$: Injection artificielle d'un échelon de fréquence de $\Delta f = -50$ mHz pendant 15 minutes au niveau du régulateur de vitesse.

Conditions particulières

- Le groupe de production étant formé de deux générateurs thermiques, dépendant l'un de l'autre et dont la dynamique de réponse aux réglages de fréquence du second est notablement plus lente que celle du premier, tels que les CCG, le producteur choisit de réaliser pour les essais 1 et 3, soit la version a, soit la version b.
- Les tests doivent être programmés et réalisés en liaison avec RTE.
- Le groupe ne participe pas aux réglages primaire et secondaire de fréquence au moment des essais.
- S'il existe une bande morte volontaire dans la régulation de fréquence, elle ne doit pas être active pendant les essais.

Données d'entrée (RTE → Producteur)

Statisme du groupe : $\partial = 4 \%$, soit une énergie réglante $K = [...]$ MW/Hz.

Rappel : $R_p \geq [...]$ MW (cf. §3.2.1) sera transmis par le producteur lors de la réalisation de l'essai.

Rappel : $X_{rp} \% = [...]\%$ sera transmis par le producteur lors de la réalisation de l'essai.

Résultats (Producteur → RTE)

Pour chacun des essais, enregistrements des signaux temporels de la figure 1 :

- Consigne injectée artificiellement dans le régulateur de vitesse
- Puissance active fournie par le groupe au point de livraison

et indication sur les enregistrements, des valeurs suivantes :

- $t_{m/}$
- t_r (et $t_{r\ RP}$ pour l'essai 2),
- ΔP

Ces enregistrements doivent inclure les phases de régime permanent précédent et suivant l'événement (au minimum 10 secondes avant et 60 secondes après). Ils doivent se présenter sous la forme suivante :

- Format papier et informatique des enregistrements (fichiers Excel par exemple).
- Graphes avec légende (grandeur mesurée et unités).
- Echelles des courbes sur format papier adaptées aux amplitudes mesurées.

De plus on calculera pour chacun des essais l'énergie réglante et le statisme ∂ du régulateur à partir de la valeur de ΔP mesurée dans l'essai 2 et des formules suivantes :

$$K = \frac{P - P_{c0}}{f_0 - f}$$

$$\partial = \frac{P_{\max\ groupe}}{f_0} \cdot \frac{f_0 - f}{P - P_{c0}}$$

Critères de conformité

Pour chacun des essais, les enregistrements doivent prouver visuellement le respect des points suivants :

- Forme d'onde non oscillante.
- Temps t_r inférieur à 30 s pour tous les essais sauf pour l'essai 2

[Si l'installation comporte une pente rapide :]

- Temps t_r inférieur à $30 + \frac{-(K \cdot \Delta f - R_p)}{\text{pente de baisse rapide en MW/min}} \cdot 60 = [...]$ s pour l'essai 2.

[Si l'installation ne comporte pas de pente rapide :]

- Temps t_r inférieur à $30 + 20 = 50$ s pour l'essai 2.

- Temps $t_{r\ RP}$ inférieur à 30 s pour l'essai 2.

- Temps t_m inférieur à 15 s.

Pour l'essai 1 :

- Variation $\Delta P \geq R_p$ maintenue 15 min (après t_r)

Pour les essais 2 et 5 :

- Variation $\Delta P = -K \cdot \Delta f$ maintenue 15 min (après t_r).

Pour les essais 3 et 7 :

- Variation $\Delta P \geq \min(R_p ; -K \cdot \Delta f)$ maintenue 15 min (après t_r)

Pour les essais 4 et 6

- Variation $\Delta P \geq 0,005 \cdot K \text{ MW}$ maintenue 15 min (après t_r)

Pour les essais 2, 3 et 5, les enregistrements doivent montrer que :

- Énergie réglante K mesurée = énergie réglante prééglée à $\pm 5 \%$ près.

[Champ d'application : installation de plus de 120 MW, sauf si énergie fatale ou si CCG. Cf. §3.2.2]

FICHE N° 15 : REGLAGE SECONDAIRE DE FREQUENCE

Essais réels Dossier final

Objectifs

La réponse en puissance de l'installation à une modification du niveau N, doit être conforme aux engagements du producteur, en termes de quantité et de rapidité.

Description

Le groupe étant couplé au réseau, les essais suivants seront réalisés :

- **Essai 1** : Groupe à sa puissance maximale $P_{\text{maximum groupe}}$ (en fonction des conditions extérieures) à laquelle on soustrait la bande de réserve secondaire 2.pr : Injection artificielle d'une rampe de -1 à +1 du niveau N (voir figure 1) en 800 secondes au niveau de la platine de télé réglage et maintien à +1 pendant 15 minutes.
- **Essai 2** : Groupe à sa puissance maximale $P_{\text{maximum groupe}}$ (en fonction des conditions extérieures): Injection artificielle d'une rampe de +1 à -1 du niveau N (voir figure 1) en 800 secondes et maintien à -1 pendant 15 minutes.
- **Essai 3** : Groupe à sa puissance minimale $P_{\text{min groupe}}$: Injection artificielle d'une rampe de -1 à +1 du niveau N (voir figure 1) en 800 secondes et maintien à +1 pendant 15 minutes.
- **Essai 4** : Groupe à sa puissance minimale $P_{\text{min groupe}}$ à laquelle on ajoute la bande de réserve secondaire 2.pr : Injection artificielle d'une rampe de +1 à -1 du niveau N (voir figure 1) en 800 secondes et maintien à -1 pendant 15 minutes.
- **Essai 5** : identique à l'essai 1 mais avec une variation de niveau en 133 s au lieu de 800 s.
- **Essai 6** : identique à l'essai 2 mais avec une variation de niveau en 133 s au lieu de 800 s.
- **Essai 7** : identique à l'essai 3 mais avec une variation de niveau en 133 s au lieu de 800 s.
- **Essai 8** : identique à l'essai 4 mais avec une variation de niveau en 133 s au lieu de 800 s.

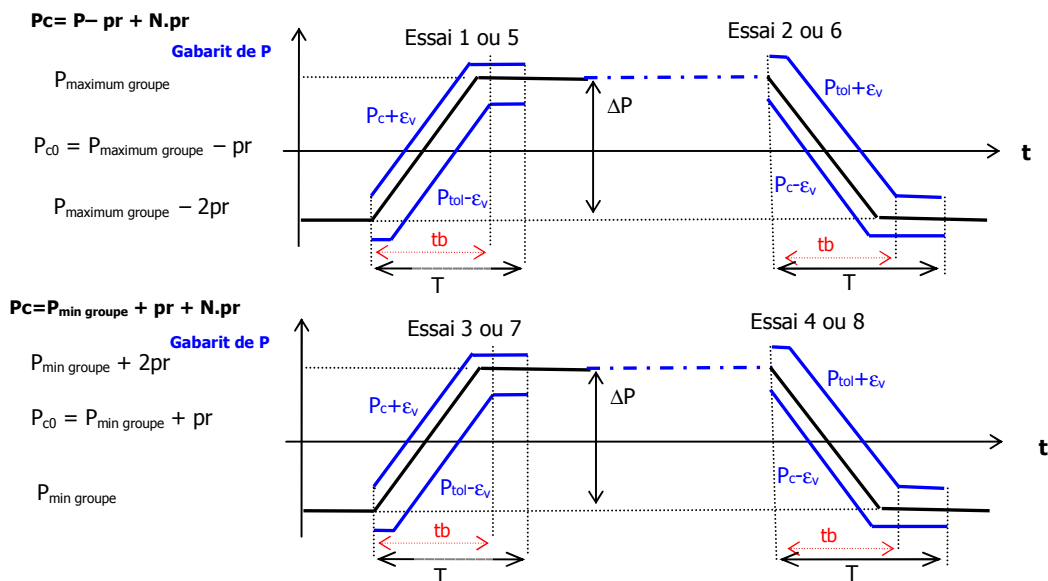


Figure 1

t_b : temps de réponse au bout duquel la bande de réserve secondaire est libérée.

ϵ_v : incertitude sur la mesure de puissance active

$P_{tol} : P_c / (1 + T_{\text{max}} . p)$ (filtrage de la consigne par une constante de temps)

T : durée de la rampe augmentée de 100s

Conditions particulières

- **[Si l'installation comporte plusieurs groupes]** Les tests sont à réaliser pour chaque groupe participant au réglage secondaire de fréquence.
- Les tests doivent être programmés et réalisés en liaison avec RTE.
- Le groupe ne participe pas aux réglages primaire et secondaire de fréquence au moment des essais (régulation primaire en service mais transparente pour les petits mouvements).

Données d'entrée (RTE → Producteur)

Rappel : demi-bande de réserve secondaire $pr \geq \text{[...]} \text{MW}$ (cf. §3.2.2) sera transmis par le producteur lors de la réalisation de l'essai.

Résultats (Producteur → RTE)

Pour chacun des essais, enregistrements des signaux temporels de la figure 1 :

- Signal de niveau injecté artificiellement dans le régulateur de vitesse
- Puissance active au point de livraison fournie par le groupe

et indication sur les enregistrements, des valeurs suivantes :

- T
- t_b
- ΔP
- $P_c \pm \varepsilon_v$, $P_{tol} \pm \varepsilon_v$

Ces enregistrements doivent inclure les phases de régime permanent précédant et suivant l'événement (au minimum 10 secondes avant et 60 secondes après). Ils doivent se présenter sous la forme suivante :

- Format papier et informatique des enregistrements (fichier Excel par exemple).
- Graphes avec légende (grandeur mesurée et unités).
- Echelles des courbes sur format papier adaptées aux amplitudes mesurées.

Critères de conformité

Pour chacun des essais, les enregistrements doivent prouver visuellement le respect des points suivants :

- Forme d'onde non oscillante analogue à la figure 1.
- Variation $\Delta P = 2.pr$.

Pour les essais 1,3,5,et 7 (rampes positives) :

- La puissance mesurée doit se situer pendant 95% du temps T à l'intérieur du gabarit formé par les courbes $P_c + \varepsilon_v$ et $P_{tol} - \varepsilon_v$ avec $P_c = P_0 + N.Pr$ et $P_{tol} = P_c / (1 + T_{max.p})$

Pour les essais 2,4,6,et 8 (rampes négatives) :

- La puissance mesurée doit se situer pendant 95% du temps T à l'intérieur du gabarit formé par les courbes $P_c - \varepsilon_v$ et $P_{tol} + \varepsilon_v$ avec $P_c = P_0 + N.Pr$ et $P_{tol} = P_c / (1 + T_{max.p})$

Le temps T est égal à la durée de la rampe augmentée de 100s.

La constante de temps T_{max} est égale à 20s.

La valeur de ε_v est prise égale à $\varepsilon_v = \max(1MW, 5\%Pr)$.

- Réserve libérée maintenue pendant 15 minutes.

[Champ d'application : CCG]**FICHE N° 15 : REGLAGE SECONDAIRE DE FREQUENCE****Essais réels
Dossier final****Objectifs**

La réponse en puissance de l'installation à une modification du niveau N, doit être conforme aux engagements du producteur, en termes de quantité et de rapidité.

Description

Le groupe étant couplé au réseau, les essais suivants seront réalisés :

- **Essai 1** : Groupe à sa puissance maximale $P_{\text{maximum groupe}}$ (en fonction des conditions extérieures) à laquelle on soustrait la bande de réserve secondaire $2 \cdot pr$: Injection artificielle d'une rampe de -1 à +1 du niveau N (voir figure 1) en 800 secondes au niveau de la platine de télé réglage et maintien à +1 pendant 15 minutes.
- **Essai 2** : Groupe à sa puissance maximale $P_{\text{maximum groupe}}$ (en fonction des conditions extérieures): Injection artificielle d'une rampe de +1 à -1 du niveau N (voir figure 1) en 800 secondes et maintien à -1 pendant 15 minutes.
- **Essai 3** : Groupe à sa puissance minimale $P_{\text{min groupe}}$: Injection artificielle d'une rampe de -1 à +1 du niveau N (voir figure 1) en 800 secondes et maintien à +1 pendant 15 minutes.
- **Essai 4** : Groupe à sa puissance minimale $P_{\text{min groupe}}$ à laquelle on ajoute la bande de réserve secondaire $2 \cdot pr$: Injection artificielle d'une rampe de +1 à -1 du niveau N (voir figure 1) en 800 secondes et maintien à -1 pendant 15 minutes.

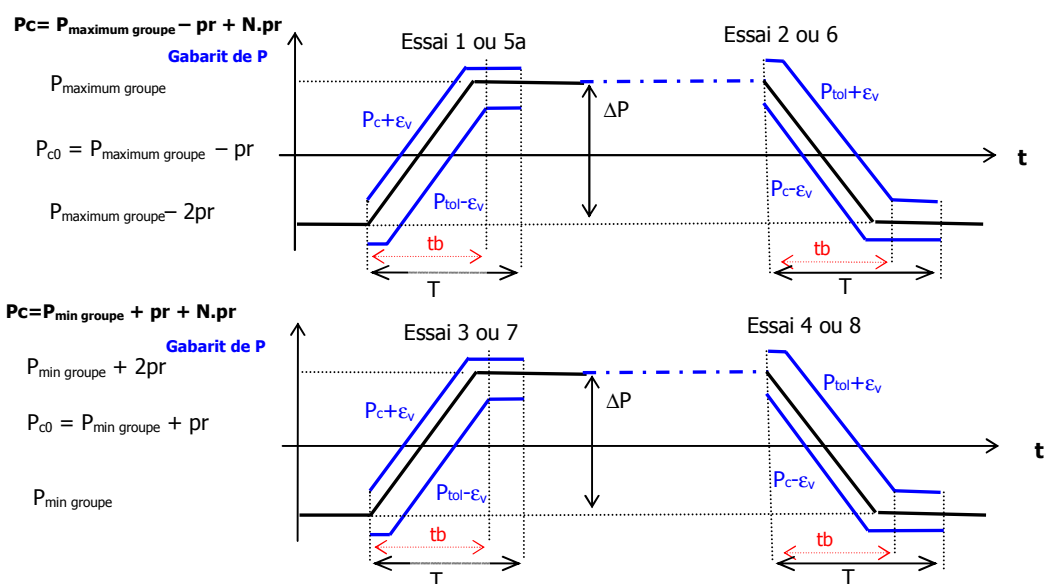


Figure 1

- **Essai 5 :**
 - o **Version a** : identique à l'essai 1 mais avec une variation de niveau en 133 s au lieu de 800 s.
 - o **Version b** : Groupe à sa puissance maximale $P_{\text{maximum groupe}}$ (en fonction des conditions extérieures) à laquelle on soustrait au plus $2 \cdot pr / X_{rs} \%$: Injection artificielle d'une rampe de -1 à +1 du niveau N (voir figure 1b) en 133 secondes au niveau de la platine de télé réglage et maintien à +1 pendant 15 minutes.

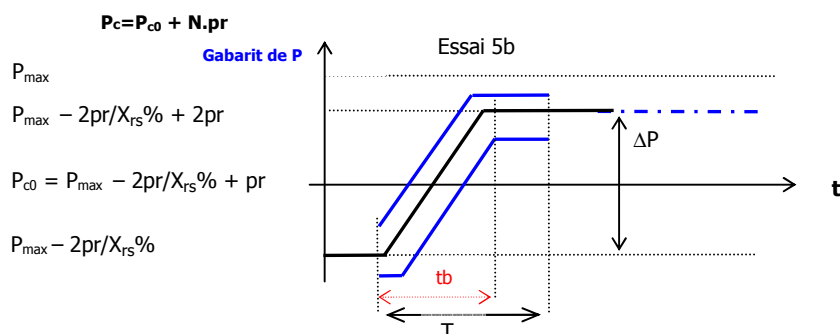


Figure 1b

- **Essai 6** : identique à l'essai 2 mais avec une variation de niveau en 133 s au lieu de 800 s.
- **Essai 7** : identique à l'essai 3 mais avec une variation de niveau en 133 s au lieu de 800 s.

- **Essai 8** : identique à l'essai 4 mais avec une variation de niveau en 133 s au lieu de 800 s.

t_b : temps de réponse au bout duquel la bande de réserve secondaire est libérée.

ε_v : incertitude sur la mesure de puissance active

P_{tol} : $P_c / (1 + T_{max} \cdot p)$ (filtrage de la consigne par une constante de temps)

T : durée de la rampe augmentée de 100s

Conditions particulières

- Le groupe de production étant formé de deux générateurs thermiques, dépendant l'un de l'autre et dont la dynamique de réponse aux réglages de fréquence du second est notablement plus lente que celle du premier, tels que les CCG, le producteur choisit de réaliser pour l'essai 5, soit la version a, soit la version b.
- Les tests doivent être programmés et réalisés en liaison avec RTE.
- Le groupe ne participe pas aux réglages primaire et secondaire de fréquence au moment des essais (régulation primaire en service mais transparente pour les petits mouvements).

Données d'entrée (RTE → Producteur)

Rappel : demi-bande de réserve secondaire $pr \geq \text{[...]} \text{ MW}$ (cf. §3.2.2). sera transmis par le producteur lors de la réalisation de l'essai.

Rappel : $X_{rs} \% \geq 60 \%$ sera transmis par le producteur lors de la réalisation de l'essai.

Résultats (Producteur → RTE)

Pour chacun des essais, enregistrements des signaux temporels de la figure 1 :

- Signal de niveau injecté artificiellement dans le régulateur de vitesse
- Puissance active au point de livraison fournie par le groupe

et indication sur les enregistrements, des valeurs suivantes :

- t_b
- ΔP
- T
- $P_c \pm \varepsilon_v$, $P_{tol} \pm \varepsilon_v$

Ces enregistrements doivent inclure les phases de régime permanent précédent et suivant l'événement (au minimum 10 secondes avant et 60 secondes après). Ils doivent se présenter sous la forme suivante :

- Format papier et informatique des enregistrements (fichier Excel par exemple).
- Graphes avec légende (grandeur mesurée et unités).
- Echelles des courbes sur format papier adaptées aux amplitudes mesurées.

Critères de conformité

Pour chacun des essais, les enregistrements doivent prouver visuellement le respect des points suivants :

- Forme d'onde non oscillante analogue à la figure 1.
- Variation $\Delta P = 2 \cdot pr$.

Pour les essais 1,3,5,et 7 (rampes positives) :

- La puissance mesurée doit se situer pendant 95% du temps T à l'intérieur du gabarit formé par les courbes $P_c + \varepsilon_v$ et $P_{tol} - \varepsilon_v$ avec $P_c = P_0 + N \cdot Pr$ et $P_{tol} = P_c / (1 + T_{max} \cdot p)$

Pour les essais 2,4,6,et 8 (rampes négatives) :

- La puissance mesurée doit se situer pendant 95% du temps T à l'intérieur du gabarit formé par les courbes $P_c - \varepsilon_v$ et $P_{tol} + \varepsilon_v$ avec $P_c = P_0 + N \cdot Pr$ et $P_{tol} = P_c / (1 + T_{max} \cdot p)$

Le temps T est égal à la durée de la rampe augmentée de 100s. La constante de temps T_{max} est égale à 20s.

La valeur de ε_v est prise égale à $\varepsilon_v = \max(1MW, 5\%Pr)$.

- Réserve libérée maintenue pendant 15 minutes.

[Champ d'application : installation de plus de 40 MW, sauf si énergie fatale. Cf. §2.2.1 et §3.2.2]

FICHE N° 16 : REGLAGE DE FREQUENCE

Essais réels Dossier final

Objectifs

Observation du réglage de fréquence lorsque l'installation est en réglage primaire [si $P > 120$ MW] et secondaire de fréquence.

Description

L'installation couplée pendant huit heures.

Le fonctionnement global de l'installation de production au réglage de fréquence est contrôlé.

Par ailleurs, pendant cette durée les essais suivants seront réalisés :

[si $P > 120$ MW]

Essai 1 : Passage des groupes de hors RSFP à en RSFP (et réciproquement).

Essai 2 : Perte (ou invalidité) du signal N et retour du niveau.

Essai 1 [ou] 3 : Test de fiabilité

Conditions particulières

- L'essai doit être programmé et réalisé en liaison avec RTE.
- [Si l'installation comporte plusieurs groupes :] L'essai est réalisé pour l'ensemble de l'installation.
- L'installation participe aux réglages primaire et secondaire de fréquence.
- Le programme de fonctionnement doit être représentatif du fonctionnement en exploitation définitive de l'installation [par exemple pour une installation en fonctionnement de base] : fonctionnement à Pmax, à Pinter et Minimum technique [ou par exemple pour une installation en fonctionnement de pointe ou semi-base] : couplage ; fonctionnement à Pmax, puis minimum technique et découplage
- Les conditions de participation au réglage primaire doivent être conformes à celle choisies dans la fiche 14.
- [Si l'installation participe au RST ou RSCT :] La fiche 19 devra être réalisée sur la même période de fonctionnement.
-

Données d'entrée (RTE → Producteur)

Energie réglante $K = \dots$ MW/Hz.

[si $P > 120$ MW] : demi-bande de réserve secondaire pr $\geq \dots$ MW (cf. §3.2.2).

Résultats (Producteur → RTE)

Grâce aux télémessures disponibles au centre de conduite régional de RTE, examen par RTE de la réponse de l'installation lors de l'évolution de la fréquence [si $P > 120$ MW] et du niveau de télé réglage N.

Critères de conformité

Les enregistrements au centre de conduite régional de RTE doivent être conformes à l'attendu.

Le comportement de l'installation doit être conforme aux exigences décrites dans le § 2.2

[si $P > 120$ MW]

- TS conforme à l'état de l'installation de production (essais 1 et 2).
- Absence de variation de puissance lors de la perte du signal (essai 2)

[Champ d'application : toutes les installations]**FICHE N° 17 : REGLAGE PRIMAIRE DE TENSION ET CAPACITE EN REACTIF****Essais réels
Dossier final****Objectifs**

La participation d'une installation au réglage primaire de la tension implique :

1. D'un point de vue dynamique, la capacité d'assurer au moins la stabilité en petits mouvements de l'alternateur ;
2. La capacité de fourniture ou d'absorption de puissance réactive au point de livraison dans l'intervalle $[Q_{\min} ; Q_{\max}]$;
3. Le respect de la caractéristique statique de la loi de réglage $U(Q)$ au point de livraison contractualisée avec RTE.

L'objectif est de vérifier les trois points précédents.

Description**[dans le cas général :]**

- **Essai 1 :** Groupe à puissance maximale $P_{\text{maximumgroupe}}$ (en fonction des conditions extérieures) et $Q = 0$ au point de livraison dans la mesure du possible compte tenu de la configuration du réseau (la tension doit rester dans la plage normale) : échelon de +2 % sur la consigne du réglage primaire de tension.
- **Essai 2 :** Groupe à puissance maximale $P_{\text{maximumgroupe}}$ (en fonction des conditions extérieures) et $Q = 0$ au point de livraison dans la mesure du possible compte tenu de la configuration du réseau (la tension doit rester dans la plage normale) : échelon de -2 % sur la consigne du réglage primaire de tension.
- **Essai 3 :** Groupe à puissance maximale $P_{\text{maxgroupe}}$ et maintien à $Q = Q_{\min}$ au point de livraison pendant 30 minutes. $Q = Q_{\min}$ sera recherché en modifiant la consigne du réglage primaire de tension pour atteindre la limitation d'absorption de réactif dans la limite de la plage normale de tension au point de livraison.
- **Essai 4 :** Groupe à puissance maximale $P_{\text{maxgroupe}}$ et maintien à $Q = Q_{\max}$ au point de livraison pendant 30 minutes. $Q = Q_{\max}$ sera recherché en modifiant la consigne du réglage primaire de tension pour atteindre la limitation de fourniture de réactif dans la limite de la plage normale de tension au point de livraison.
- **Essai 5 :** Groupe à puissance minimale $P_{\mingroupe}$ et maintien à $Q = Q_{\min}$ au point de livraison pendant 10 minutes. $Q = Q_{\min}$ sera recherché en modifiant la consigne du réglage primaire de tension pour atteindre la limitation d'absorption de réactif dans la limite de la plage normale de tension au point de livraison.
- **Essai 6 :** Groupe à puissance minimale $P_{\mingroupe}$ et maintien à $Q = Q_{\max}$ au point de livraison pendant 10 minutes. $Q = Q_{\max}$ sera recherché en modifiant la consigne du réglage primaire de tension pour atteindre la limitation de fourniture de réactif dans la limite de la plage normale de tension au point de livraison.
-

[dans le cas d'une installation de production à base d'énergie fatale, comme par exemple une installation éolienne :]

- **Essai 1 :** Installation à puissance $P > 75\%$ de $P_{\max}$ [ou pour une installation photovoltaïque] Installation à puissance $P > 50\%$ de $P_{\max}$ et [dans le cas général] $Q = 0$ [dans le cas exceptionnel d'une installation ne disposant pas d'un réglage de type 2 ou 3, comme par exemple les toutes premières installations éoliennes ayant fait leur demande de raccordement] $\tan \phi = 0$ et [...] gradins de condensateurs enclenchés au point de livraison dans la mesure du possible compte tenu de la configuration du réseau (la tension doit rester dans la plage normale) : échelon de +2 % sur la consigne du réglage primaire de tension.
- **Essai 2 :** Installation à puissance $P > 75\%$ de $P_{\max}$ [ou pour une installation photovoltaïque] Installation à puissance $P > 50\%$ de $P_{\max}$ et [dans le cas général] $Q = 0$ [dans le cas exceptionnel d'une installation ne disposant pas d'un réglage de type 2 ou 3, comme par exemple les toutes premières installations éoliennes ayant fait leur demande de raccordement] $\tan \phi = 0$ et [...] gradins de condensateurs enclenchés au point de livraison dans la mesure du possible compte tenu de la configuration du réseau (la tension doit rester dans la plage normale) : échelon de -2 % sur la consigne du réglage primaire de tension.
- **Essai 3 :** Installation à puissance $P > 75\%$ de $P_{\max}$ [ou pour une installation photovoltaïque] Installation à puissance $P > 50\%$ de $P_{\max}$ et variation de la consigne du réglage primaire de tension de [dans le cas général] $Q = 0$ à $Q = Q_{\min}$ [dans le cas exceptionnel d'une installation ne disposant pas d'un réglage de type 2 ou 3, comme par exemple les toutes premières installations éoliennes ayant fait leur demande de raccordement] $\tan \phi = 0$ et [...] gradins de condensateurs enclenchés à $\tan \phi = \tan \phi_{\min}$ et 0 gradins de condensateurs enclenchés par pas de [...] Mvar.
- **Essai 4 :** Installation à puissance $P > 75\%$ de $P_{\max}$ [ou pour une installation photovoltaïque] Installation à puissance $P > 50\%$ de $P_{\max}$ et maintien à [dans le cas général] $Q = Q_{\min}$ [dans le cas exceptionnel d'une installation ne disposant pas d'un réglage de type 2 ou 3, comme par exemple les toutes premières installations éoliennes ayant fait leur demande de raccordement] $\tan \phi = \tan \phi_{\min}$ et 0 gradins de condensateurs enclenchés au point de livraison pendant 30 minutes. [dans le cas général] $Q = Q_{\min}$ [dans le cas exceptionnel d'une installation ne disposant pas d'un réglage de type 2 ou 3, comme par exemple les toutes premières installations éoliennes ayant fait leur demande de raccordement] $\tan \phi = \tan \phi_{\min}$ sera recherché [dans le cas général] en modifiant la consigne du réglage primaire de tension pour atteindre la limitation d'absorption de réactif dans la

limite de la plage normale de tension au point de livraison.

- **Essai 5 :** Installation à puissance $P > 75\%$ de $P_{\max}$ [ou pour une installation photovoltaïque] [Installation à puissance $P > 50\%$ de $P_{\max}$] et variation de la consigne du réglage primaire de tension de [dans le cas général] $Q = 0$ à $Q = Q_{\max}$ [dans le cas exceptionnel d'une installation ne disposant pas d'un réglage de type 2 ou 3, comme par exemple les toutes premières installations éoliennes ayant fait leur demande de raccordement] $\tan \varphi = 0$ et [...] gradins de condensateurs enclenchés à $\tan \varphi = \tan \varphi_{\max}$ et tous les gradins de condensateurs enclenchés, par pas de [...] Mvar.
- **Essai 6 :** Installation à puissance $P > 75\%$ de $P_{\max}$ [ou pour une installation photovoltaïque] [Installation à puissance $P > 50\%$ de $P_{\max}$] et maintien à [dans le cas général] $Q = Q_{\max}$ [dans le cas exceptionnel d'une installation ne disposant pas d'un réglage de type 2 ou 3, comme par exemple les toutes premières installations éoliennes ayant fait leur demande de raccordement] $\tan \varphi = \tan \varphi_{\max}$ et tous les gradins de condensateurs enclenchés au point de livraison pendant 30 minutes. [dans le cas général] $Q = Q_{\max}$ [dans le cas exceptionnel d'une installation ne disposant pas d'un réglage de type 2 ou 3, comme par exemple les toutes premières installations éoliennes ayant fait leur demande de raccordement] $\tan \varphi = \tan \varphi_{\max}$ sera recherché [dans le cas général] en modifiant la consigne du réglage primaire de tension pour atteindre la limitation de fourniture de réactif dans la limite de la plage normale de tension au point de livraison.
- **Essai 7 :** Installation à puissance $P < 10\%$ de $P_{\max}$ avec tous les générateurs démarrés à la même puissance et maintien à [dans le cas général] $Q = Q_{\min}$ [dans le cas exceptionnel d'une installation ne disposant pas d'un réglage de type 2 ou 3, comme par exemple les toutes premières installations éoliennes ayant fait leur demande de raccordement] $\tan \varphi = \tan \varphi_{\min}$ et 0 gradins de condensateurs enclenchés au point de livraison pendant 10 minutes. [dans le cas général] $Q = Q_{\min}$ [dans le cas exceptionnel d'une installation ne disposant pas d'un réglage de type 2 ou 3, comme par exemple les toutes premières installations éoliennes ayant fait leur demande de raccordement] $\tan \varphi = \tan \varphi_{\min}$ sera recherché [dans le cas général] en modifiant la consigne du réglage primaire de tension pour atteindre la limitation d'absorption de réactif dans la limite de la plage normale de tension au point de livraison.
- **Essai 8 :** Installation à puissance $P < 10\%$ de $P_{\max}$ avec tous les générateurs démarrés à la même puissance et maintien à [dans le cas général] $Q = Q_{\max}$ [dans le cas exceptionnel d'une installation ne disposant pas d'un réglage de type 2 ou 3, comme par exemple les toutes premières installations éoliennes ayant fait leur demande de raccordement] $\tan \varphi = \tan \varphi_{\max}$ et tous les gradins de condensateurs enclenchés au point de livraison pendant 10 minutes. [dans le cas général] $Q = Q_{\max}$ [dans le cas exceptionnel d'une installation ne disposant pas d'un réglage de type 2 ou 3, comme par exemple les toutes premières installations éoliennes ayant fait leur demande de raccordement] $\tan \varphi = \tan \varphi_{\max}$ sera recherché [dans le cas général] en modifiant la consigne du réglage primaire de tension pour atteindre la limitation de fourniture de réactif dans la limite de la plage normale de tension au point de livraison.

Remarque pour les essais 1 et 2 :

Les échelons de consigne ne doivent pas entraîner un dépassement de la tension au point de livraison au delà de la plage normale.

Conditions particulières

- Les essais doivent être programmés et réalisés en liaison avec RTE, notamment pour le maintien du groupe en fourniture et en absorption maximales de puissance réactive.
- [A adapter, voire supprimer, selon les capacités constructives de l'installation :] Le groupe ne participe pas aux réglages primaire et secondaire de fréquence (régulation primaire en service mais transparente pour les petits mouvements, par exemple fonctionnement sur limiteur), ni au réglage secondaire de la tension.

[A adapter suivant le cas]

- Le transformateur de groupe principal est sur sa prise nominale ou le régleur en charge du transformateur de groupe principal agit suivant la loi de réglage convenue avec RTE

Données d'entrée (RTE → Producteur)

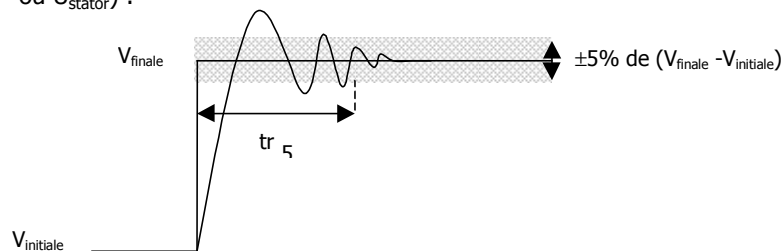
- Loi de réglage $U(Q)$ (cf. §3.1.4) : [rappeler la loi de réglage figurant au §3.1.4, et dans le cas d'un réglage primaire de tension de type 2, préciser la valeur du paramètre λ choisi pour les essais] .
[Si le régulateur de tension est de type 2 :]
avec $\lambda = [\dots]$.

Résultats (Producteur → RTE)

- Pour chacun des essais, enregistrement des signaux temporels suivants :
 - Tension efficace au nœud régulé.
 - Puissance réactive au nœud régulé.
 - Puissance active au point de livraison.
 - Consigne du réglage primaire de tension injectée.

Ces enregistrements doivent inclure les phases de régime permanent précédent et suivant l'événement (au minimum 10 secondes avant et 60 secondes après). Ils doivent se présenter sous la forme suivante :

- Format papier et informatique des enregistrements (fichier Excel par exemple).
- Graphes avec légende (grandeur mesurée et unités).
- Echelles des courbes sur format papier adaptées aux amplitudes mesurées.
- Pour les essais 1 et 2, calcul des données suivantes :
 - Temps d'établissement tr à 5 % (V correspondant à la grandeur asservie par le réglage primaire de tension et, suivant le type de régulateur de tension, égale à Q, ou $(U_{PDL}/U_n) + (\lambda/0,67) \cdot (Q/P_{max})$, ou U_{stator}) :



- Temps d'établissement de la puissance active au point de livraison à $\pm 1\%$ de sa valeur finale.
- Ecart statique (noté $\varepsilon'_{\%}$) entre la grandeur asservie injectée dans le régulateur de tension et la

$$\text{consigne du régulateur de tension : } \varepsilon'_{\%} = 100 \frac{V_{finale} - V_{consigne}}{V_{consigne}}$$

- Pour les essais [3 à 6] [oui] [3 à 8], fournir la nature et la valeur des limitations atteintes à Q_{min} et Q_{max} .

Critères de conformité

- Pour les essais 1 et 2 (échelons de consigne de tension) :
 - L'unité de production ne doit pas perdre la stabilité pour les essais d'échelon de consigne ;
 - Le temps de réponse tr doit être inférieur à 10 s ;
 - L'amortissement du régime oscillatoire de la puissance électrique doit être inférieur à 10 s ;
 - L'écart statique $\varepsilon'_{\%}$ doit être inférieur à 0,2 %.
 - La loi de réglage doit être vérifiée en régime établi (avant et après les échelons de consigne).

[dans le cas général :]

- Pour les essais 3 à 6 (fourniture et absorption maximales de puissance réactive) :
Le groupe peut fonctionner à Q_{min} et Q_{max} pendant 30 minutes à P_{max} et 10 minutes à P_{min} .
Les valeurs de Q_{min} et Q_{max} doivent être conformes aux diagrammes [U, Q] fournis en réponse à la fiche 5, et les limitations atteintes au cours des essais doivent être cohérentes avec celles indiquées sur ces mêmes diagrammes [U, Q].

[dans le cas d'une installation de production à base d'énergie fatale, comme par exemple une installation éolienne :]

- Pour les essais 4, 6, 7 et 8 (fourniture et absorption maximales de puissance réactive) :
L'installation peut fonctionner à [le cas échéant :] Q_{min} [le cas échéant :] $\tan \phi_{min}$ et [le cas échéant :] Q_{max} [le cas échéant :] $\tan \phi_{max}$ pendant 30 minutes à $P > 75\%$ de P_{max} [pour une installation éolienne ou pour une installation photovoltaïque :] à $P > 50\%$ de P_{max} et 10 minutes à $P < 10\%$ P_{max} .
- Pour les essais 3 et 5 (variation de puissance réactive) :
La loi de réglage est bien vérifiée avec la dynamique attendue

[Champ d'application : les installations raccordées en HTB2 et HTB3 hors SEO]

FICHE N° 18 : REGLAGE SECONDAIRE DE TENSION COMMANDE EN NIVEAU DE REACTIF

Essais réels Dossier final

Objectifs

L'objectif est de vérifier que la réponse de l'installation à une modification du niveau K est conforme aux prescriptions du présent cahier des charges, en termes de quantité et de rapidité de la variation de puissance réactive.

Description

Les essais sont réalisés avec le groupe à puissance **[dans le cas général]** maximale $P_{\text{maximum groupe}}$ (en fonction des conditions extérieures) **[dans le cas d'une installation de production à base d'énergie fatale, comme par exemple une installation éolienne]** $P > 75\%$ de P_{max} .

- **Essai 1** : Groupe initialement à puissance réactive nulle, injection artificielle au niveau de l'équipement APR du groupe d'un échelon positif du niveau K de 0 à 0,04.
- **Essai 2** : (a minima 5 minutes après l'essai précédent), injection artificielle au niveau de l'équipement APR du groupe d'un échelon positif du niveau K de 0,04 à 0,14.
- **Essai 3** (a minima 5 minutes après l'essai précédent) : Injection artificielle au niveau de l'équipement APR du groupe d'une rampe positive du niveau K correspondant à la pente de 12 % de $Q_{n \text{ stator}} / Q_r$ par minute (soit une variation de niveau K de $0,12 \cdot Q_{n \text{ stator}} / Q_r$ par minute) jusqu'à atteinte d'une limite du diagramme de fonctionnement normal (U, Q) au point de livraison. Le niveau atteint est noté K_{max} .
- **Essai 4** (a minima 5 minutes après la fin de l'essai précédent) : Mise hors service de l'APR puis 2 minutes plus tard, remise en service de l'APR (avec le niveau égal à sa valeur K_{max} avant passage hors service). Dans l'intervalle, le groupe reste en réglage primaire de tension.
- **Essai 5** (a minima 15 minutes après l'essai précédent) : Groupe initialement à puissance réactive nulle, injection artificielle au niveau de l'équipement APR du groupe d'une rampe négative de niveau K correspondant à la pente de -12 % de $Q_{n \text{ stator}} / Q_r$ par minute (soit une variation de niveau K de $-0,12 \cdot Q_{n \text{ stator}} / Q_r$ par minute) jusqu'à atteinte d'une limite du diagramme de fonctionnement normal (U, Q) au point de livraison. Le niveau atteint est noté K_{min} .
- **Essai 6** (a minima 5 minutes après la fin de l'essai précédent) : Mise hors service de l'APR puis 2 minutes plus tard, remise en service de l'APR (avec le niveau égal à sa valeur K_{min} avant passage hors service). Dans l'intervalle, le groupe reste en réglage primaire de tension.

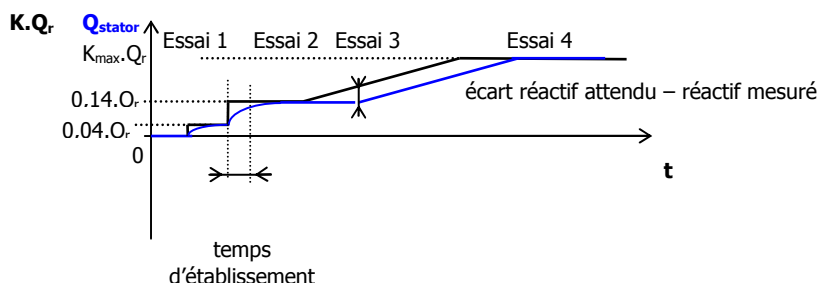


Figure 1

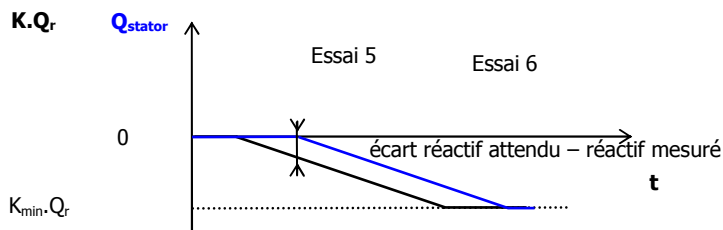


Figure 2

Conditions particulières

- **[Dans le cas d'un transformateur partagé par plusieurs groupes :]** Les essais sont réalisés pour chacun des groupes les autres groupes étant à l'arrêt ainsi que pour tous les groupes démarrés.
- **[Si l'installation comporte plusieurs groupes]** Les tests sont à réaliser pour chaque groupe participant au réglage secondaire de tension.
- Les essais doivent être programmés et réalisés en liaison avec RTE (la puissance de court-circuit apportée par le réseau au moment des essais sera déterminée).
- Les variations de niveau K et par conséquent de réactif ne devront pas entraîner un dépassement de la tension au point de livraison au delà de la plage normale. Les conditions d'exploitation devront permettre des variations suffisantes du niveau K de sorte que la valeur K_{max} (respectivement K_{min}) du niveau corresponde dans la mesure

du possible à $Q_{\max \text{ stator}}$ (respectivement $Q_{\min \text{ stator}}$). Les essais 5 et 6 pourront être réalisés séparément des essais 1, 2, 3 et 4 afin de permettre une plus grande variation de niveau K.

- [A adapter, voire supprimer, selon les capacités constructives de l'installation :] Le groupe ne participe pas aux réglages primaire et secondaire de fréquence (régulation primaire en service mais transparente pour les petits mouvements).

▫

[A adapter suivant le cas]

- Le transformateur de groupe principal est sur sa prise nominale ou le régleur en charge du transformateur de groupe principal agit suivant la loi de réglage convenue avec RTE

Données d'entrée (RTE → Producteur)

Rappel : $Q_r = \dots$ Mvar (cf. §3.1.5).

Résultats (Producteur → RTE)

Enregistrements temporels des signaux suivants :

- Consigne K de niveau injectée.
- Tension efficace au point de livraison.
- Puissances active et réactive au point de livraison.
- Puissances active et réactive au stator du groupe.
- Tension stator efficace du groupe.
- Variation de la consigne du régulateur primaire de tension.
- et des télésignalisations suivantes :
- TS « En / Hors Service » du RST.
- TS « groupe en/hors butée UQ- », TS « groupe en/hors butée UQ+ »
-

Pour les essais 3 et 5, fourniture de la nature et de la valeur des limitations atteintes.

Ces enregistrements doivent inclure les phases de régime permanent précédent et suivant l'événement (au minimum 10 secondes avant et 60 secondes après). Ils doivent se présenter sous la forme suivante :

- Format papier et informatique des enregistrements (fichier Excel par exemple).
- Graphes avec légende (grandeur mesurée et unités).
- Echelles des courbes sur format papier adaptées aux amplitudes mesurées.

Critères de conformité

- Absence de variation de la tension lors de la mise en ou hors service du RST (essais 4 et 6).
- La sortie des butées éventuellement atteintes doit être réalisée en moins de 10 s.
- Télésignalisations conformes à l'état de fonctionnement du groupe.
- Vérification de la valeur de Q_r à la fin de l'essai 2 à $\pm 3\%$ S_n

Les signaux de puissance réactive devront respecter :

- Variation de plus de $0,01 Q_r$ pour l'essai 1
- des pentes (mesurées en sortie alternateur) de variation de réactif de 12% de $Q_{n \text{ stator}}$ par minute.
- le temps d'établissement à $\pm 5\%$ (mesuré en sortie alternateur) inférieur à 180 secondes pour l'essai 2.
- L'écart entre puissance réactive attendue et puissance réactive mesurée inférieur à $0,12 Q_{n \text{ stator}}$ et supérieur à $0,03 Q_{n \text{ stator}}$ pendant au moins 80% de la durée de la rampe pour les essais 3 et 5

Pour les essais 3 et 5, les valeurs de $Q_{\min}$ et $Q_{\max}$ doivent être conformes aux diagrammes [U, Q] fournis en réponse à la fiche 5, et les limitations atteintes au cours des essais doivent être cohérentes avec celles indiquées sur ces mêmes diagrammes [U, Q].

[Champ d'application : les installations raccordées en HTB2 et HTB3 hors SEO]

FICHE N° 19 : REGLAGE SECONDAIRE DE TENSION COMMANDE EN NIVEAU DE REACTIF
Essais réels Dossier final
Objectifs Observation du réglage secondaire de tension lorsque l'installation est en réglage secondaire de tension.
Description L'installation couplée pendant huit heures. Le fonctionnement global de l'installation de production au réglage secondaire de tension est contrôlé. Par ailleurs, pendant cette durée les essais suivants seront réalisés : Essai 1 : Passage des groupes de hors RST à en RST (et réciproquement). Essai 2 : Perte (ou invalidité) du niveau K et retour du niveau K. Essai 3 : Le groupe étant Hors RST, modification de la consigne de réactif Essai 4 : test de fiabilité
Conditions particulières ▫ L'essai doit être programmé et réalisé en liaison avec RTE. ▫ L'essai est réalisé pour l'ensemble de l'installation. ▫ L'installation participe aux réglages primaire et secondaire de tension. ▫ Le programme de fonctionnement doit être représentatif du fonctionnement en exploitation définitive de l'installation <u>[par exemple pour une installation en fonctionnement de base] : fonctionnement à $P_{maximum}$, à une puissance intermédiaire et à P_{min} / ou par exemple pour une installation en fonctionnement de pointe ou semi-base/ : couplage ; fonctionnement à $P_{maximum}$, puis P_{min} e et découplage</u>
<u>[A adapter suivant le cas]</u> ▫ Le transformateur de groupe principal est sur sa prise nominale ou le régleur en charge du transformateur de groupe principal agit suivant la loi de réglage convenue avec RTE
▫ <u>Si l'installation participe au réglage de fréquence :</u> La fiche 16 devra être réalisée sur la même période de fonctionnement.
Données d'entrée (RTE → Producteur) Rappel : $Q_r = [...] Mvar$ (cf. §3.1.5).
Résultats (Producteur → RTE) Grâce aux télémesures disponibles au centre de conduite régional de RTE, examen par RTE de la réponse de l'installation lors de l'évolution du niveau K.
Critères de conformité Les enregistrements au centre de conduite régional de RTE doivent être conformes à l'attendu : ▫ Le comportement de l'installation doit être conforme aux exigences décrites dans le § 2.1.5 ▫ TS conforme à l'état de l'installation de production (essais 1 et 2). ▫ Absence de variation de tension lors de la perte de niveau (essai 2)

[Champ d'application : les installations raccordées en HTB2 et HTB3 ayant un réglage en ΔU_c dont les groupes de à SEO]

FICHE N° 18 : REGLAGE SECONDAIRE DE TENSION COMMANDE EN ΔU_c

Essais réels

Dossier final

Objectifs

Vérifier et éventuellement calibrer la chaîne de commande RSCT-D ou RST- ΔU_c D / Alternateur afin de valider le fonctionnement dynamique en RSCT ou RST- ΔU_c du groupe.

Description

[Si l'installation ne comporte qu'un groupe, ne plus écrire dans ce qui suit, « chaque groupe », mais « le groupe »]

Les essais sont réalisés avec le groupe à puissance **[dans le cas général]** maximale $P_{\text{maximum groupe}}$ (en fonction des conditions extérieures) **[dans le cas d'une installation de production à base d'énergie fatale, comme par exemple une installation éolienne]** $P > 75\%$ de P_{max}

La série de tests consiste à réaliser des essais en boucle ouverte afin de vérifier la commandabilité de chaque groupe. , ainsi que la dynamique du réglage.

Vérifications préliminaires

Vérification de l'acquisition des informations provenant du groupe et du poste point pilote :

- Position des TS du groupe 1 (groupe couplé, RSCT « hors », LAI « hors », LIR « hors »)
- Présence des TM du groupe 1 (P_{stator} , Q_{stator} , U_{stator} , U_c CR CMD)

Application des commandes sans asservissement

Relevé des valeurs initiales des informations provenant du groupe et du poste point pilote.

Pour limiter l'effet des imprécisions de mesure sur les résultats, l'excursion du point de fonctionnement U/Q devra être suffisamment importante.

Pour chaque séquence de ΔU_c , on observe les paramètres, P_{stator} , Q_{stator} , U_c , U_{stator} et on mesure le gain U_{stator}/U_c

- **Essai 1** : mise en service du RSCT ou RST- ΔU_c , observation des données du groupe pendant 10 minutes.
- **Essai 2** : envoi d'une séquence de ΔU_c de 0V, observation des données du groupe pendant 2 minutes.
- **Essai 3** : envoi d'une séquence de ΔU_c avec un ΔU_c de [...] V, (50% de $\Delta U_{c\text{max}}$), des 0, puis 2mn plus tard de -[...] V (même ΔU_c de signe opposé) observation des données du groupe pendant 2 minutes.
- **Essai 4** : vérification de la linéarité du gain $\Delta U_{\text{stator}}/\Delta U_c$ et de l'écroulement autour d'un point de fonctionnement : à raison d'une commande non nulle par mn, séquence de commandes ΔU_c puis $-\Delta U_c$, en augmentant progressivement ΔU_c par pas de [...] V **[multiple du pas quantification de la commande par le régulateur primaire de tension majoré d'un ¼ de pas pour s'affranchir des problèmes de précision]**. et en dépassant $\Delta U_{c\text{max}}$ et $-\Delta U_{c\text{max}}$.
- **Essai 5** : mesure du gain $\Delta Q/\Delta U_c$. Envoi d'une séquence de commandes [...] V (50% de $\Delta U_{c\text{max}}$), le nombre de commandes nécessaire pour une variation en réactif d'au moins 20% de Q_{nom} . observation des données du groupe 1mn avant et 2mn après.
- **Essai 6** : essai 5 avec des ΔU_c de signe opposé
- **Essai 7** : envoi de ΔU_c de [...] V, calculé à partir du gain $\Delta Q/\Delta U_c$ pour atteindre $\Delta Q_{\text{max}}/\text{mn}$ jusqu'à atteinte d'une limite du diagramme de fonctionnement normal (U, Q) au point de livraison, observation des données du groupe pendant 5 minutes avec le groupe en limitation.
- **Essai 8** : envoi de ΔU_c de -[...] V, (même valeur qu'à l'essai 8), jusqu'à atteinte d'une limite du diagramme de fonctionnement normal (U, Q) au point de livraison, observation des données du groupe pendant 5 minutes (groupe en limitation).
- **Essai 9** : exclusion entre commande locale et RSCT ou RST- ΔU_c : demander la modification locale (groupe) de la consigne du régulateur primaire de tension (attendu=commande locale inhibée ou provoquant la mise hors service met automatique du RSCT ou RST- ΔU_c)

Conditions particulières

- Les essais doivent être programmés et réalisés en liaison avec RTE (la puissance de court-circuit apportée par le réseau au moment des essais sera déterminée).
- les commandes ΔU_c sont envoyées par le centre de conduite vers le groupe.
- Les variations de ΔU_c et par conséquent de réactif ne devront pas entraîner un dépassement de la tension au point de livraison au delà de la plage normale.
- On évitera toute variation importante de tension dans la zone pendant l'essai.

- Quelque soit le nombre de groupes présents sur le réseau, les programmes en actifs ne sont pas modifiés.

[A adapter suivant le cas]

- Le transformateur de groupe principal est sur sa prise nominale ou le régleur en charge du transformateur de groupe principal agit suivant la loi de réglage convenue avec RTE

Données d'entrée (RTE → Producteur et Producteur → RTE)

Pour chaque groupe

- $U_{c \text{ nominal}} = \dots$ kV
- $U_{c \text{ min}} = \dots U_{c \text{ nominal}}$
- $U_{c \text{ max}} = \dots U_{c \text{ nominal}}$
- $\Delta U_{c \text{ max}} = \dots$ % de $U_{c \text{ nominal}}$
- quantification de U_c dans le contrôle commande (seuls les ΔU_c multiple de ce pas sont significatifs)
- Diagrammes (U, Q)

Rappel :

Fichiers des ΔU_c envoyés

Résultats (Producteur → RTE) et (RTE → Producteur)

Enregistrements temporels des signaux suivants :

- Variation de consigne ΔU_c injectée.
- Tension efficace au point de livraison.
- Puissances active et réactive au point de livraison.
- Puissances active et réactive au stator du groupe.
- Tension stator efficace du groupe.
- Tension de consigne du groupe
- Variation de la consigne du régulateur primaire de tension.

et des télésignalisations suivantes :

- TS « En / Hors Service » du RSCT.
- TS « groupe en/hors butée UQ- », TS « groupe en/hors butée UQ+ »

Ces enregistrements doivent inclure les phases de régime permanent précédent et suivant l'événement (au minimum 10 secondes avant et 60 secondes après). Ils doivent se présenter sous la forme suivante :

- Format papier et informatique des enregistrements (fichier Excel par exemple).
- Graphes avec légende (grandeur mesurée et unités).
- Echelles des courbes sur format papier adaptées aux amplitudes mesurées.

Critères de conformité

- Absence de variation de la tension lors de la mise en ou hors service du RSCT ou RST- ΔU_c
- La sortie des butées éventuellement atteintes doit s'effectuer en moins de 10s (à l'hystérésis près) ; les limitations atteintes au cours des essais doivent être cohérentes avec celles indiquées sur les diagrammes [U, Q]...
- Télésignalisations conformes à l'état de fonctionnement du groupe.
- Gain $G = U_{\text{stator}}/U_c$ constant et proche de 1.
- Application des commandes correcte : à préciser
- Pente de variation du réactif conforme

[Champ d'application : les installations raccordées en HTB2 et HTB3 ayant un réglage en ΔU_c dont les groupes de SEO]

FICHE N° 19 : REGLAGE SECONDAIRE DE TENSION COMMANDE EN ΔU_c

Essais réels Dossier final

Objectifs

Observation du réglage secondaire de tension lorsque l'installation est en réglage secondaire de tension en ΔU_c .

Description

L'installation couplée pendant huit heures.

Le fonctionnement global de l'installation de production au réglage secondaire coordonné de tension est contrôlé. Par ailleurs, pendant cette durée les essais suivants seront réalisés :

Essai 1 : Passage des groupes de hors RSCT ou RST- ΔU_c à RSCT ou RST- ΔU_c (et réciproquement).

Essai 2 : Perte (ou invalidité) du ΔU_c et retour du ΔU_c .

Essai 3 : test de fiabilité

Conditions particulières

- L'essai doit être programmé et réalisé en liaison avec RTE.
- L'essai est réalisé pour l'ensemble de l'installation.
- L'installation participe aux réglages primaire et secondaire de tension.
- Le programme de fonctionnement doit être représentatif du fonctionnement en exploitation définitive de l'installation *[par exemple pour une installation en fonctionnement de base]* : fonctionnement à P_{maximum} à une puissance intermédiaire et à P_{min} *[ou par exemple pour une installation en fonctionnement de pointe ou semi-base]* : couplage ; fonctionnement à P_{maximum} puis P_{min} et découplage

[A adapter suivant le cas]

- Le transformateur de groupe principal est sur sa prise nominale ou le régleur en charge du transformateur de groupe principal agit suivant la loi de réglage convenue avec RTE
- *Si l'installation participe au réglage de fréquence :* La fiche 16 devra être réalisée sur la même période de fonctionnement.

Données d'entrée (Producteur → RTE)

- $U_{c \text{ nominal}} = \dots$ kV
- $U_{c \text{ min}} = \dots U_{c \text{ nominal}}$
- $U_{c \text{ max}} = \dots U_{c \text{ nominal}}$
- $\Delta U_{c \text{ max}} = \dots \% \text{ de } U_{c \text{ nominal}}$

Résultats (Producteur → RTE)

Grâce aux télémesures disponibles au centre de conduite régional de RTE, examen par RTE de la réponse de l'installation lors de l'évolution de ΔU_c .

Critères de conformité

Les enregistrements au centre de conduite régional de RTE doivent être conformes à l'attendu :

Le comportement de l'installation doit être conforme aux exigences décrites dans le § 2.1.6

- TS conforme à l'état de l'installation de production (essais 1 et 2).
- Absence de variation de tension lors de la perte de niveau (essai 2)

[Champ d'application : les installations ayant la capacité constructive de réglage primaire de fréquence.]

FICHE N° 20 : DISPOSITIF DE BAISSSE DE PUISSANCE SUR AUGMENTATION DE FREQUENCE

<i>Attestation à fournir</i>

[Champ d'application : les installations n'ayant pas de capacité constructive de réglage primaire de fréquence.]

FICHE N° 20 : DISPOSITIF DE BAISSSE DE PUISSANCE SUR AUGMENTATION DE FREQUENCE

Essais réels Dossier final

Objectifs du test

L'objectif de ce test est de vérifier que l'installation est bien conforme au présent cahier des charges concernant la baisse de puissance sur augmentation de fréquence.

Description du test

L'installation étant couplée au réseau, les essais suivants sont réalisés :

- **Essai 1** : Injection artificielle d'un échelon de fréquence de + 0,5Hz au niveau du contrôle-commande.

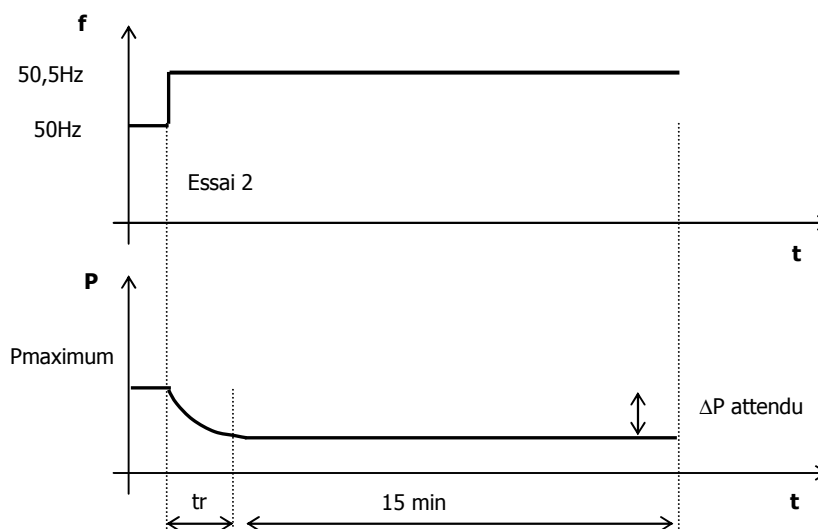


Figure 1

ΔP attendu = 25 % de $P_{\max}$

t_m : temps au bout duquel la réponse en puissance atteint 50% de la baisse de puissance attendue.

t_r : temps au bout duquel la réponse en puissance atteint 95% de baisse de puissance attendue.

- **Essai 2** : idem essai 1 avec un échelon de + 1Hz.
 ΔP attendu = 50 % de $P_{\max}$
- **Essai 3** : idem essai 1 avec un échelon de + 1,5Hz
 ΔP attendu = 75 % de $P_{\max}$
- **Essai 4** : idem essai 1 avec un échelon de + 2Hz
 ΔP attendu = 100 % de $P_{\max}$

Conditions particulières

- Les tests doivent être programmés et réalisés en liaison avec RTE.
- L'essai pourra être réalisé sur un seul groupe.

Données d'entrée (RTE → Producteur)

Valeur du seuil réglable : 50,5 Hz

Résultats (Producteur → RTE)

Pour chacun des essais, enregistrements des signaux temporels de la figure 1 :

- Consigne injectée artificiellement dans le dispositif
- Puissance active fournie par l'installation

et indication sur les enregistrements, des valeurs suivantes :

- t_r ,
- ΔP

Ces enregistrements doivent inclure les phases de régime permanent précédent et suivant l'événement (au minimum 10 secondes avant et 60 secondes après). Ils doivent se présenter sous la forme suivante :

- Format papier et informatique des enregistrements (fichier Excel par exemple).
- Graphes avec légende (grandeur mesurée et unités).
- Echelles des courbes adaptées aux amplitudes mesurées.

Critères de conformité

Pour chacun des essais, les enregistrements doivent prouver visuellement le respect des points suivants :

- Temps t_r inférieur à $\frac{-K \cdot \Delta f}{\text{pente de baisse en MW/min}} \cdot 60$ s. la pente de baisse est la pente la plus rapide déclarée dans les performances de fonctionnement de la fiche 1.
- Variation $\Delta P = \Delta P$ attendu ou pour les essais 3 et 4 $P=0$ MW si $\Delta P > P_{initiale}$

[Champ d'application : groupes de puissance supérieure à 40 MW, sauf si redémarrage rapide. Cf. §3.4.2. Cette fiche est exclusive de la suivante..]

FICHE N° 21 : ILOTAGE	
Essais réels Dossier final	
Objectifs	L'objectif de cet essai est d'évaluer la capacité du groupe de production à réussir son îlotage et à se recoupler rapidement au RPT sur demande de RTE.
Description	Ilotage programmé à partir de P_{maximum} avec participation réduite au réglage de la fréquence (à convenir avec RTE), puis recouplage après 30 minutes ou plus et montée au minimum technique de l'installation [Si le groupe a des capacités constructives pour participer à la reconstitution du réseau ou au renvoi de tension :] émission de la télésignalisation « : disponible pour les besoins du réseau » pendant l'essai.
Conditions particulières	▫ Le test doit être programmé et réalisé en liaison avec RTE. ▫ [A adapter selon les capacités constructives de l'installation :] Le test est réalisé avec le groupe participant aux réglages primaire et secondaire de fréquence et au réglage secondaire de tension.
	▫ [Si l'installation comporte plusieurs groupes] Le test est à réaliser pour chaque groupe.
Données d'entrée (RTE → Producteur)	Règlement technique définissant les besoins de RTE. Participation réduite au réglage de la fréquence (pour rester proche de P_{maximum})
Résultats (Producteur → RTE)	▫ Procédure d'essai décrivant les étapes réalisées, les conditions d'essai et les points de mesures. ▫ Enregistrements des signaux temporels suivants : - o Puissance active stator - o Puissance réactive stator - o Tension stator - o Vitesse Ces enregistrements doivent inclure les phases de régime permanent précédant et suivant l'îlotage (au minimum 10 secondes avant et 60 secondes après). Ils doivent se présenter sous la forme suivante : ▫ Format papier et informatique des enregistrements (fichier Excel par exemple). ▫ Graphes avec légende (grandeur mesurée et unités). ▫ Echelles des courbes adaptées aux amplitudes mesurées.
Critères de conformité	Les enregistrements doivent prouver que le groupe a été séparé du réseau et recouplé postérieurement avec atteinte du régime permanent. Les télésignalisations doivent être conformes à l'état de fonctionnement du groupe.

[Champ d'application : groupes de puissance supérieure à 40 MW, sauf si îlotage. Cf. §3.4.2. Cette fiche est exclusive de la précédente.]

FICHE N° 22 : REDEMARRAGE RAPIDE	
<i>Essais réels Dossier final</i>	
Objectifs	L'objectif de cet essai est d'évaluer la capacité de l'installation à se recoupler rapidement au RPT sur demande de RTE.
Description	Arrêt programmé à partir de P_{maximum} puis recouplage après 10 minutes au plus.
Conditions particulières	▫ Le test doit être programmé et réalisé en liaison avec RTE.
Données d'entrée (RTE → Producteur)	
Résultats (Producteur → RTE)	▫ Procédure d'essai décrivant les étapes réalisées, les conditions d'essai et les points de mesures. ▫ Enregistrements des signaux temporels suivants : - o Puissance active - o Puissance réactive - o Tension stator Ces enregistrements doivent inclure les phases de régime permanent précédant et suivant l'arrêt (au minimum 10 secondes avant et 60 secondes après). Ils doivent se présenter sous la forme suivante : ▫ Format papier et informatique des enregistrements (fichier Excel par exemple). ▫ Graphes avec légende (grandeur mesurée et unités). ▫ Echelles des courbes adaptées aux amplitudes mesurées.
Critères de conformité	Les enregistrements doivent prouver que l'installation a été découplée puis recouplée en moins de dix minutes avec atteinte du régime permanent.

[Champ d'application : les installations équipées d'un automate à la demande de RTE (exemple automate à manque de tension)]

FICHE N° 23 : AUTOMATE
<i>Essais réels</i> <i>Dossier final</i>
Objectifs L'objectif de cet essai est d'évaluer la capacité des groupes à se séparer du réseau ou arrêter son injection sur réception d'un ordre issu de l'automate RTE. Des spécifications plus précises seront transmises ultérieurement par RTE
Description
Conditions particulières ▫ Le test doit être programmé et réalisé en liaison avec RTE.
Données d'entrée (RTE → Producteur)
Résultats (Producteur → RTE) ▫ Procédure d'essai décrivant les étapes réalisées, les conditions d'essai et les points de mesures. ▫ Enregistrements des signaux temporels suivants : - o Puissance active - o Puissance réactive - o Tension stator Ces enregistrements doivent inclure les phases de régime permanent précédant et suivant l'arrêt (au minimum 10 secondes avant et 60 secondes après). Ils doivent se présenter sous la forme suivante : ▫ Format papier et informatique des enregistrements (fichier Excel par exemple). ▫ Graphes avec légende (grandeur mesurée et unités). ▫ Echelles des courbes adaptées aux amplitudes mesurées.
Critères de conformité Les enregistrements doivent prouver que les fonctionnalités attendues de l'automate sur l'installation ont bien été réalisées.

ANNEXE 6 : CRITERES DE TRACE DES DIAGRAMMES U,Q**- ANNEXE 8 DU CONTRAT DE PARTICIPATION AUX SERVICES SYSTEME****- CAHIER DES CHARGES INFORMATIQUE****ANNEXE 8 Diagrammes UQ**

Les diagrammes sont envoyés à RTE sous forme papier et sous format informatique selon un cahier des charges défini par RTE.

1) CRITERES DE CONSTRUCTION DES DIAGRAMMES UQ THERMIQUESPreamble

Ce document précise les hypothèses retenues pour le tracé des diagrammes UQ des tranches thermiques classiques à fournir à RTE dans le cadre du contrat de participation aux services système.

Les différentes zones de tracé

Le diagramme UQ prend en compte l'ensemble des matériels du Producteur (alternateur, transformateurs, auxiliaires) ainsi que l'engagement de RTE vis-à-vis de la tension réseau.

Le diagramme comprend donc :

Une zone d'engagement dite ZEC, Zone d'Engagement Contractualisée. Cette zone correspond au domaine de fonctionnement normal des installations du producteur et de la tension réseau. Le fonctionnement dans cette zone est autorisé sans limite de durée. Comme il s'agit d'un engagement contractualisé, le Producteur ne peut s'engager que sur une zone pour laquelle ont été prises en compte les incertitudes liées au réglage définissant les limites de ce domaine de fonctionnement ainsi que les incertitudes liés aux modèles de calcul utilisés pour les tracés. Le tracé de la ZEC correspond donc au tracé des domaines normaux avec les incertitudes « en moins ».

Une zone de fonctionnement dite ZFN, Zone de Fonctionnement Normal. Cette zone est le pendant de la ZEC au sens où elle correspond aux domaines de fonctionnement normaux mais sans tolérance liée aux réglages et aux modèles.

A l'extérieur des deux zones précédentes, le groupe est dans une zone de fonctionnement exceptionnel dite ZFE, Zone de Fonctionnement Exceptionnel. Cette zone est tracée sans tolérances et sans engagement du Producteur au titre du contrat de participation aux services système. Elle correspond aux domaines de fonctionnement exceptionnel des matériels du Producteur et de tension réseau. A la différence de la ZEC, le fonctionnement dans cette zone est à durée limitée sous conditions pour les cas de situations de réseau exceptionnelles. Ces conditions et les contraintes associées pour le Producteur dont notamment la durée de fonctionnement seront indiquées dans des documents qui restent à préciser (convention nationale ou locale d'engagement de performances, ...).

Ces différentes zones de fonctionnement seront matérialisées par des couleurs différentes sur les documents fournis par le Producteur à RTE.

- Les différentes limites et incertitudes
- Les limites prises en compte

Les limites, avec ou sans dispositif automatique de limitation notamment implanté dans le régulateur de tension de l'alternateur, sont les suivantes :

- LIR, limite de courant rotor
- LAI, limite d'échauffement des parties frontales ou limite de stabilité
- LIS, limite de courant stator (en fourniture et en absorption)
- LIN, limite d'induction
- OEL, limite de surexcitation (Over Excitation Limit)
- UEL, limite de sous-excitation (Under Excitation Limit)
- Limites de tension stator haute et basse
- Limites de tension réseau haute et basse
- Limites de tension auxiliaire haute et basse

Valeurs et incertitudes pour les tranches thermiques classiques

Les valeurs et incertitudes suivantes sont retenues :

LIR : 1.05 ien avec une bande d'incertitude de 0.03 ien

LAI (LPQ) : prise en compte de la spécificité du diagramme constructeur (bande d'incertitude équivalente à 2° d'angle interne)

LIS : pas de bande d'incertitude

LIN : pas de bande d'incertitude (seulement sur groupes 600 et 700)

Ustator :

Groupes 600/700 : entre 0.95 et 1.05 Usn avec bande d'incertitude de ± 0.005 Usn

Groupes 250 : entre 0.95 et 1.07 Usn avec une bande d'incertitude de ± 0.005 Usn

Uréseau :

en 400 kV, entre 380 kV et 420 kV (pas de bande d'incertitude)

en 225 kV, entre 215 (*) kV et 245 kV (*) (pas de bande d'incertitude)

Uauxiliaire : A priori non dimensionnant

(*)Ces valeurs dépendent de la prise transformateur retenue : 231 à 245 kV sur prise haute ; 222 à 245 kV sur prise moyenne ; 215 à 238 kV sur prise basse.

Remarques complémentaires sur les limites de tension auxiliaire :

Sur les tranches thermiques classiques, les limites tension auxiliaire n'apparaissent a priori pas dimensionnantes. Le Producteur, en accord avec RTE, se réserve le droit de prendre en compte les limites de tension auxiliaire si l'assertion précédente s'avère ne pas être vérifiée.

Marge d'erreur pour la détection d'écart

La marge d'erreur liée à la mesure du point de fonctionnement utilisée par RTE n'a pas été intégrée dans la bande d'incertitude servant à définir la ZEC. Ceci signifie que l'écart de performance sera comptabilisé par RTE uniquement s'il existe un écart entre la limite de la ZEC et la mesure du point de fonctionnement, mesure assortie d'une tolérance de mesure prenant en compte la méthode de mesure. Cette tolérance appelée marge d'erreur sera précisée par RTE, en accord avec le Producteur, dans l'Annexe 6.

Conditions du tracé :

1. Choix des axes du tracé

Les tracés seront réalisés en retenant :

Abscisse : tension réseau (point de livraison ou sortie TP) exprimée en kV

Ordonnée : puissance réactive réseau (point de livraison ou sortie TP) exprimée en Mvar

2. Choix des prises du transformateur principal et du transformateur des auxiliaires

Les tracés des diagrammes sont réalisés pour les prises en vigueur du Transformateur Principal et du Transformateur de Soutirage.

Les tracés pourront également être réalisés pour d'autres prises à la demande explicite de RTE, et sans caractère prioritaire. La liste des changements de prises potentiels sera fournie par RTE.

3. Choix des conditions de refroidissement et de fréquence

Les tracés sont réalisés aux conditions nominales de refroidissement et à la fréquence 50 Hz.

Puissance active de tracé

Les tracés sont réalisés pour les puissances actives suivantes :

Groupes thermiques : P_{c0max} , P_{cmin} , PMD.

Groupes nucléaires : PMD, P_{c0max} , Pinter, P_{cmin}

Puissance des auxiliaires

Pour les groupes thermiques classiques, la puissance active et réactive des auxiliaires n'est pas constante sur la plage de puissance P_{c-min}/P_{c0max} de tracé.

La valeur utilisée pour le tracé est portée sur le tracé.

4. Choix du « lieu électrique » de tracé

Les tracés sont réalisés au point de livraison. De façon précise, cela signifie :

- ligne courte : tracé au poste de raccordement
- ligne longue : tracé en sortie du TP

La caractéristique électrique (impédance) de la ligne de raccordement jusqu'au point de livraison sera précisée sur le tracé dès qu'elle est non nulle.

5. Légende du tracé

Les caractéristiques et données suivantes sont mentionnées sur chaque tracé :

- le nom de la centrale et le n° du groupe ,
- la valeur de puissance du groupe ainsi que celles des auxiliaires pour le tracé ;
- les conditions de refroidissement retenues pour le tracé,
- caractéristiques transformateurs TP et TS : n° de la prise et rapport UHTA/UHTB en vigueur,
- les caractéristiques électriques spécifiques éventuelles liées au schéma d'évacuation : impédances ligne de raccordement,
- les domaines de fonctionnement en tension alternateur et auxiliaires.

2) HYPOTHESES DE TRACE DES DIAGRAMMES UQ DES GROUPES HYDROELECTRIQUES

Préambule

Ce document précise les hypothèses retenues pour le tracé des diagrammes UQ des groupes hydrauliques à fournir à RTE dans le cadre du contrat de participation aux services système.

Les différentes zones de tracé

Le diagramme UQ prend en compte une partie des matériels du Producteur (alternateur, transformateur, cf §4.8) ainsi que l'engagement de RTE vis-à-vis de la tension réseau.

Le diagramme comprend donc :

- o Une zone d'engagement dite ZEC, Zone d'Engagement Contractualisée. Cette zone correspond au domaine de fonctionnement normal des installations du producteur et de la tension réseau. Le fonctionnement dans cette zone est autorisé sans limite de durée. Comme il s'agit d'un engagement contractualisé, le Producteur ne peut s'engager que sur une zone pour laquelle ont été prises en compte les incertitudes liées au réglage définissant les limites de ce domaine de fonctionnement ainsi que les incertitudes liés aux modèles de calcul utilisés pour les tracés. Le tracé de la ZEC correspond donc au tracé des domaines normaux avec application des incertitudes « en moins ».

Pour les groupes participant au réglage secondaire de la tension (RST), une ZEC correspondant à ce mode de fonctionnement sera délimitée en complément de la ZEC valable en mode de réglage primaire de la tension (RPT) ; des incertitudes spécifiques sont appliquées sur les limites dues aux traitements de la fonction RST dans les automatismes.

- o Une zone de fonctionnement dite ZFN, Zone de Fonctionnement Normal. Cette zone est le pendant de la ZEC au sens où elle correspond aux domaines de fonctionnement normaux sans la tolérance liée aux réglages et aux modèles.

- o A l'extérieur des deux zones précédentes, le groupe est dans une zone de fonctionnement exceptionnel dite ZFE, Zone de Fonctionnement Exceptionnel. Cette zone est tracée à titre indicatif, sans tolérances et sans engagement du Producteur au titre du contrat de participation aux services Système (protocole 209). Elle correspond aux domaines de fonctionnement exceptionnel des matériels du Producteur et de tension réseau, et en particulier aux possibilités de fonctionnement, en mode manuel, jusqu'aux limites d'échauffement de la machine (au delà de la plage normale de variation de la tension stator définie au § 3.2 de la présente annexe). A la différence de la ZEC, le fonctionnement dans cette zone est à durée limitée sous conditions pour les cas de situations de réseau exceptionnelles. Ces conditions et les contraintes associées pour le Producteur dont notamment la durée de fonctionnement seront indiquées dans des documents qui restent à préciser (convention nationale ou locale d'engagement de performances, ...).

Ces différentes zones de fonctionnement seront matérialisées par des couleurs différentes sur les documents fournis par le Producteur à RTE.

Par ailleurs, RTE exprime le besoin de disposer de diagrammes UQ supplémentaires pour la réalisation de ses études de réseau. Du fait du foisonnement des réglages dans la bande d'incertitude autour de leur valeur théorique (« en plus » ou « en moins »), ces tracés supplémentaires seront réalisés avec les valeurs théoriques des réglages, sans appliquer d'incertitude.

Les différentes limites et incertitudes

1 Les limites prises en compte

Les limites, avec ou sans dispositif automatique de limitation notamment implanté dans le régulateur de tension de l'alternateur, sont les suivantes :

- o LimIf, limite de courant rotor ;
- o LPQ limite de réactif absorbé (ou LAI limite d'angle interne, peu répandue) ;
- o LimIs, limite de courant stator (en fourniture et en absorption) ;
- o OEL, limite de surexcitation (Over Excitation Limit)
- o UEL, limite de sous-excitation (Under Excitation Limit)
- o Limites de tension stator haute et basse ;
- o Limites dues au trapèze de l'automatisme de 2^{ème} rang pour les groupes participant au RST ;
- o Limites de tension réseau haute et basse.

2 Valeurs et incertitudes

Il est à noter que compte tenu de la diversité des installations de production hydraulique et de leurs historiques propres, les valeurs de réglage sont adaptées à chaque installation, voire à chaque groupe d'une même installation.

Les bandes d'incertitudes suivantes sont retenues par rapport aux réglages en vigueur sur les groupes :

- o LimIf : $0,05 I_{fN}$ (à titre d'information sur un groupe de 230 MW, $0,05 I_{fN}$ correspond à environ 13 Mvar en sortie transformateur) ;
A noter que la bande d'incertitude de l'outil de tracé serait à évaluer pour le fonctionnement à faible puissance, P_{min} ou 0 MW.
- o LPQ limite de réactif absorbé: 5% sur les coefficients α et β de la droite de limitation d'équation $Q/S_N = \alpha P/S_N - \beta (U_s/U_{sN})^2$ ou $Q/S_N = (\alpha P - \beta) U_s/U_{sN}$; la limitation d'angle interne peut être ramenée à une équation du premier type ;
- o LimIs : $0,05 I_{sN}$ (à titre d'information sur un groupe de 230 MW, $0,05 I_{sN}$ correspond à environ 20 Mvar en sortie transformateur) ;
- o Ustator : $0,005 U_{sN}$;
- o Limites dues au trapèze de l'automatisme de 2^{ème} rang pour les groupes participant au RST : $0,05 Q_{r+}$ et $0,05 Q_{r-}$, Q_{r+} et Q_{r-} étant les valeurs de puissance réactive réglante respectivement en fourniture et en absorption correspondant à la valeur de la puissance active du tracé.

Les plages de variation des tensions stator et réseau retenues sont les suivantes :

- o Ustator :
 - a) La plage normale de variation de la tension stator est strictement incluse dans la plage $\pm 10\%$ autour de U_{sN} .
 - b) Les régulateurs de tension primaire équipant les groupes hydroélectriques ne possèdent pas d'action intégrale, dans leur grande majorité. Une erreur statique existe donc sur la plage de tension stator réellement parcourue groupe couplé sur le réseau, réduisant la plage théorique de $\pm 10\% U_{sN}$ réglée groupe à vide. La valeur de l'erreur statique est variable suivant les groupes et dépend des conditions du réseau. A partir d'un bilan effectué sur un nombre significatif de groupes, on peut estimer à $\pm 8\% U_{sN}$ la plage de tension stator obtenue en moyenne ; cette valeur moyenne est retenue comme hypothèse de tracé.

c) Par ailleurs, la prise du transformateur de groupe peut, dans certaines installations du fait de leur historique propre, ne pas être adaptée à la tension moyenne d'exploitation du réseau. L'égalisation de la tension pour le couplage a donc lieu à une valeur de tension stator pouvant être significativement distincte de la tension stator nominale U_{sN} . Pour certains de ces groupes, équipés d'un type de régulateur de tension répandu sur le parc hydraulique, la consigne de tension appliquée après couplage est réglée à cette valeur moyenne d'égalisation, de façon à éviter un transitoire de réactif trop important, consécutif au couplage. Il en résulte que la variation de la tension de consigne, correspondant à $\pm 8\%$ U_{sN} , sera appliquée autour de cette valeur « d'exploitation » et non pas autour de la valeur de consigne correspondant à U_{sN} . On retiendra pour les tracés des diagrammes la plage de variation de la tension stator réellement parcourue compte tenu de ce décalage du point milieu.

o Uréseau :

- en 400 kV, entre 380 kV et 420 kV (pas de bande d'incertitude) ;
- en 225 kV, entre 200 (*) kV et 245 kV (pas de bande d'incertitude) ;
- en 150 kV, la plage de variation est de $\pm 10\%$ autour d'une valeur de tension contractuelle, sans dépasser 170 kV (pas de bande d'incertitude) (*) ;
- en 90 kV, la plage de variation est de $\pm 8\%$ autour d'une valeur de tension contractuelle, sans dépasser 100 kV (pas de bande d'incertitude) (*) ;
- en 63 kV, la plage de variation est de $\pm 8\%$ autour d'une valeur de tension contractuelle (pas de bande d'incertitude) (*).

(*) Les valeurs indiquées sont issues du référentiel technique du RTE publié le 30/06/2005 et restent à préciser. La valeur en 225 kV peut dépendre de la prise transformateur retenue. Pour les réseaux de tension inférieure à 225 kV, la valeur de tension contractuelle, propre à chaque installation, sera précisée dans le contrat d'accès au réseau.

Marge d'erreur pour la détection d'écart

La marge d'erreur liée à la mesure du point de fonctionnement utilisée par RTE n'a pas été intégrée dans la bande d'incertitude servant à définir la ZEC. Ceci signifie que l'écart de performance sera comptabilisé par RTE uniquement s'il existe un écart entre la limite de la ZEC et la mesure du point de fonctionnement, mesure assortie d'une tolérance de mesure prenant en compte la méthode de mesure. Cette tolérance appelée marge d'erreur sera précisée par RTE, en accord avec le Producteur, dans le cadre de l'avenant au contrat services Système.

Conditions du tracé

1 Choix des axes du tracé

Les tracés seront réalisés en retenant :

- Abscisse : tension réseau (sortie TP), ou tension stator (cf les cas particuliers listés ci-après), exprimée en kV ;
- Ordonnée : puissance réactive réseau (sortie TP), ou stator (cf les cas particuliers listés ci-après), exprimée en Mvar.

2 Choix de la prise du transformateur d'évacuation

Les tracés des diagrammes sont réalisés pour la prise en vigueur du transformateur d'évacuation d'énergie.

Les tracés pourront également être réalisés pour d'autres prises à la demande explicite de RTE, et sans caractère prioritaire. La liste des changements de prises potentiels sera fournie par RTE.

3 Choix des conditions de refroidissement et de fréquence

Les deux tracés contractuels sont fournis à $P = 0,8 P_{\max}$, correspondant respectivement aux réglages des limitations I_f et I_s avec les seuils valables sur la position « été » et sur la position « hiver » du régulateur de tension (lorsque la fonctionnalité existe et si les seuils sont différents).

Les tracés sont valables à la fréquence nominale 50 Hz.

4 le tracé est réalisé pour chaque groupe

Le tracé est réalisé pour chacun des groupes de la centrale.

5 le tracé représente le domaine en RPT et celui en RST

Pour les groupes participant au RST, le domaine de fonctionnement normal en RST est représenté également, en complément du domaine de fonctionnement normal en RPT.

6 Puissance active de tracé

Les tracés contractuels sont réalisés à la valeur de $0,8 P_{\max}$ pour le fonctionnement en mode turbine.

Les tracés supplémentaires correspondent à $P_{\min}$ turbine ou à 0 MW pour les groupes fonctionnant en compensateur synchrone, et à la valeur de puissance fixe soutirée en mode pompe. Ces tracés ont pour but de permettre à RTE d'effectuer ses propres études, ils ne sont pas contractuels.

7 Puissance des auxiliaires

La puissance nécessaire au fonctionnement des auxiliaires des centrales hydrauliques est en général soutirée sur le réseau 20kV ; la puissance soutirée pour alimenter le système d'excitation du groupe est faible et a été négligée : les puissances active et réactive délivrées sur le réseau sont déduites des valeurs en sortie alternateur en tenant compte uniquement des puissances absorbées dans le transformateur d'évacuation et dans les câbles HTA éventuels.

8 Choix du « lieu électrique » de tracé

Dans le cas général des groupes blocs, les tracés sont réalisés aux bornes HTB du transformateur d'évacuation. Lorsque plusieurs groupes sont raccordés sur un même jeu de barres HTA, ou sur un transformateur à plusieurs enroulements HTA, les tracés UQ sont réalisés en sortie stator.

9 Informations fournies avec le tracé UQ

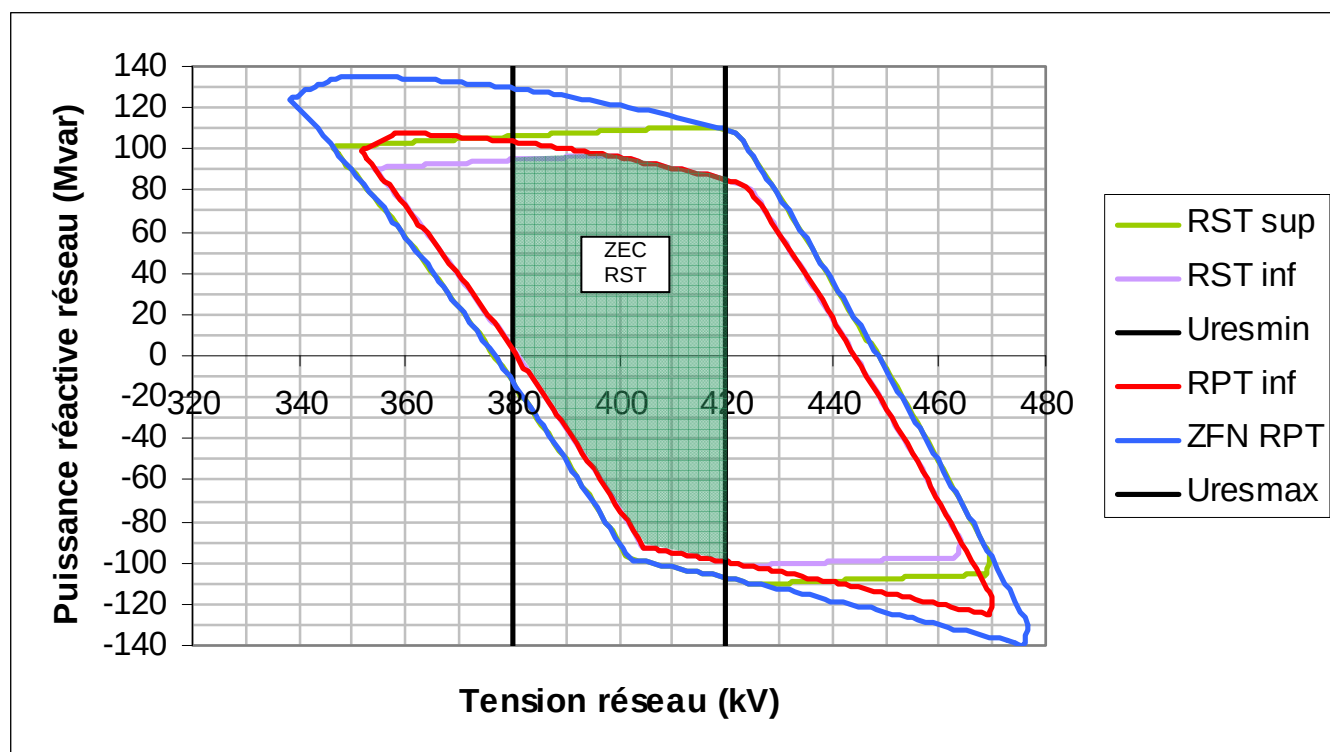
Les caractéristiques et données suivantes sont mentionnées dans un document accompagnant chaque tracé :

- le nom de la centrale et le n° du groupe ;
- la valeur de puissance active du tracé ;
- caractéristiques alternateur : S_N , U_{S_N} ;
- caractéristiques transformateur : S_N , n° de la prise et rapport U_{HTA}/U_{HTB} en vigueur, réactance de court-circuit, nombre d'enroulements (si $N > 2$ enroulements, les différentes réactances de court-circuit) ;
- la plage de tension stator utilisée pour le tracé ;
- les valeurs de Q_{r+} et Q_{r-} correspondant à la puissance du tracé ;
- la mention de la position été ou hiver du seuil des limitations I_f et I_s lorsque cette fonction équipe le régulateur de tension;
- les caractéristiques électriques spécifiques éventuelles liées au schéma d'évacuation, utilisées pour les tracés: câbles HTA,...

Exemple de tracé

Le tracé suivant est donné à titre indicatif pour illustrer les points précédents (groupe de $S_N = 250\text{MVA}$ débitant sur le réseau 400kV).

La zone grisée ci-dessous représente la ZEC pour le fonctionnement en RST (zone grisée à titre d'illustration), la ZEC du réglage primaire étant légèrement plus étendue dans ce cas particulier (délimitée par le contour rouge et les droites correspondant à la plage de tension réseau).



3) HYPOTHESES DE TRACE DES DIAGRAMMES UQ DES GROUPES DE PRODUCTION D'ORIGINE EOLIENNE OU PHOTOVOLTAIQUE

Préambule

Les Parties spécifient les hypothèses retenues pour définir les différentes zones de tracé des diagrammes UQ des groupes de production d'origine éolienne ou photovoltaïque à fournir à RTE dans le cadre du contrat de participation aux services système.

A défaut, la zone d'engagement (ZEC) est prise égale à zone de fonctionnement normal (ZFN) des installations du producteur des diagrammes UQ transmis à RTE dans le cadre de la Convention d'Engagement de performance (fiche 5 du cahier des charges des capacités constructives)

Les différentes zones de tracé

Le diagramme UQ prend en compte l'ensemble des matériels du Producteur (générateur, transformateurs, auxiliaires) ainsi que l'engagement de RTE vis-à-vis de la tension réseau.

Le diagramme comprend donc :

Une zone d'engagement dite ZEC, Zone d'Engagement Contractualisée. Cette zone correspond au domaine de fonctionnement normal des installations du producteur et de la tension réseau. Le fonctionnement dans cette zone est autorisé sans limite de durée. Comme il s'agit d'un engagement contractualisé, le Producteur ne peut s'engager que sur une zone pour laquelle ont été prises en compte les incertitudes liées au réglage définissant les limites de ce domaine de fonctionnement ainsi que les incertitudes liés aux modèles de calcul utilisés pour les tracés. Le tracé de la ZEC correspond donc au tracé des domaines normaux avec les incertitudes « en moins ».

Une zone de fonctionnement dite ZFN, Zone de Fonctionnement Normal. Cette zone est le pendant de la ZEC au sens où elle correspond aux domaines de fonctionnement normaux mais sans tolérance liée aux réglages et aux modèles.

A l'extérieur des deux zones précédentes, le groupe est dans une zone de fonctionnement exceptionnel dite ZFE, Zone de Fonctionnement Exceptionnel. Cette zone est tracée sans tolérances et sans engagement du Producteur au titre du contrat de participation aux services système. Elle correspond aux domaines de fonctionnement exceptionnel des matériels du Producteur et de tension réseau. A la différence de la ZEC, le fonctionnement dans cette zone est à durée limitée sous conditions pour les cas de situations de réseau exceptionnelles.

hypothèses retenues pour définir les différentes zone de tracé

(à préciser par accord entre les parties)

Cahier des charges informatique

TRANSMIS EN PIECE JOINTE POUR LA CONCERTATION.



Référentiel Technique
Chapitre 8 – Trames type
Article 8.4 – Trame type de Convention de Raccordement

Document valide pour la période du 15 mai 2008 à ce jour

30 [pages](#)

**CONVENTION DE RACCORDEMENT DE L'INSTALLATION
DE [NOM DU PRODUCTEUR]
AU RESEAU PUBLIC DE TRANSPORT D'ELECTRICITE**

Entre :

[Raison sociale du Producteur], [Indiquer la forme juridique : société anonyme, société à responsabilité limitée...], dont le siège social est à [Adresse], immatriculé(e) sous le N° [...] au Registre du Commerce et des Sociétés [Nom du lieu d'immatriculation],

représenté(e) par [Nom du signataire], en sa qualité de [A préciser : par exemple Président Directeur Général, Gérant], dûment habilité(e) à cet effet,

ci-après désigné(e) par le « Producteur ».

d'une part,

et,

RTE EDF Transport, société anonyme à conseil de surveillance et directoire au capital de 2 132 285 690 euros, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Nanterre sous le numéro 444 619 258, dont le siège social est situé Tour Initiale, 1 terrasse Bellini TSA 41000, 92919 LA DEFENSE CEDEX,

représenté par [Nom du Directeur], en sa qualité de Directeur de l'unité Système Electrique [Nom de l'USE], dûment habilité à cet effet,

ci-après désigné par « RTE »,

d'autre part.

[Les textes écrits en italique, entre crochets et surlignés en jaune devront être supprimés dans la version définitive.]

Les textes encadrés devront être maintenus si le cas se présente.

SOMMAIRE

CHAPITRE 1 - GENERALITES	5
ARTICLE 1-1 OBJET	5
ARTICLE 1-2 DEFINITIONS	5
CHAPITRE 2 – DISPOSITIONS TECHNIQUES.....	6
ARTICLE 2-1 CARACTERISTIQUES DES OUVRAGES DE RACCORDEMENT DU RPT.....	6
2-1-1 Tension de raccordement	6
2-1-2 Limites de Propriété	6
2-1-3 Point de livraison	7
ARTICLE 2-2 CARACTERISTIQUES DE L'INSTALLATION.....	7
2-2-1 Exigences réglementaires.....	7
2-2-2 Exigences de RTE.....	8
2-2-3 Modifications de l'Installation.....	8
2-2-4 Tenue à l'intensité de courant de court-circuit.....	8
ARTICLE 2-3 COMPTAGE.....	9
ARTICLE 2-4 EXPLOITATION, ENTRETIEN ET RENOUVELLEMENT DES OUVRAGES DU RPT.....	9
ARTICLE 2-5 REALISATION DES OUVRAGES.....	9
2-5-1 Réalisation des ouvrages de raccordement du RPT	9
2-5-2 Réalisation de l'Installation	11
ARTICLE 2-6 CAPACITE LIMITEE DU RPT	11
2-6-1 Risques d'effacement en curatif.....	12
2-6-2 Risques d'effacement en préventif.....	13
CHAPITRE 3 - DISPOSITIONS FINANCIERES.....	14
ARTICLE 3-1 PRINCIPES.....	14
ARTICLE 3-2 FRAIS D'ETUDE ET DE SURVEILLANCE - FRAIS GENERAUX.....	14
ARTICLE 3-3 MONTANT DE LA PARTICIPATION FINANCIERE DU PRODUCTEUR.....	14
ARTICLE 3-4 MODALITES DE PAIEMENT.....	14
ARTICLE 3-5 RESERVE SUR LE MONTANT.....	15
CHAPITRE 4 – DISPOSITIONS DIVERSES	16
ARTICLE 4-1 CART ET CONVENTION D'EXPLOITATION ET DE CONDUITE	16
ARTICLE 4-2 ENTREE EN VIGUEUR ET DUREE.....	16
ARTICLE 4-3 ASSURANCES.....	16
ARTICLE 4-4 CONFIDENTIALITE	17
4-4-1 Nature des informations confidentielles.....	17
4-4-2 Contenu de l'obligation de confidentialité	17
4-4-3 Durée de l'obligation de confidentialité.....	18
ARTICLE 4-5 RESILIATION	18
ARTICLE 4-6 INTEGRALITE DE L'ACCORD ENTRE LES PARTIES.....	18
ARTICLE 4-7 CONTESTATIONS	18
ARTICLE 4-8 FRAIS DE TIMBRE ET D'ENREGISTREMENT	19
ARTICLE 4-9 PIECES ANNEXEES.....	19

Il a été préalablement exposé ce qui suit :

[Rappeler succinctement l'historique de l'affaire et mentionner, de manière générale, tout élément ayant influé sur le choix du schéma de raccordement.]

A titre d'exemple :

(Nom du Producteur) a décidé de construire sur le territoire de la commune de, dans le département de, une installation consommatrice (ou de production) d'électricité dont les caractéristiques sont précisées en annexe 1.

De l'énergie électrique devant être injectée sur le Réseau Public de Transport (RPT), ...(Nom du Producteur) a demandé le raccordement de son installation au RPT.

Cette demande a fait l'objet d'une proposition technique et financière de RTE en date du, proposition acceptée par(Nom du Producteur), le.....

Cette proposition technique et financière prévoit l'établissement de la présente convention de raccordement.]

Ceci exposé, les parties sont convenues de ce qui suit :

CHAPITRE 1 - GENERALITES

Article 1-1 OBJET

La présente convention de raccordement a pour objet de déterminer les conditions techniques et financières du raccordement de l'Installation au RPT.

Article 1-2 DEFINITIONS

Les mots ou groupes de mots utilisés dans la présente convention et dont la première lettre est en majuscule ont la signification qui leur est donnée dans la réglementation, ou à défaut dans la Documentation Technique de Référence¹, ou à défaut ci-dessous :

CART :

Contrat entre RTE et le Producteur relatif à l'accès au RPT.

Convention d'Engagement de Performances :

Convention entre RTE et le Producteur ayant pour objet de déterminer les conditions techniques, juridiques et financières relatives aux performances de l'Installation.

Convention d'Exploitation et de Conduite en Période d'Essais :

Convention entre RTE et le Producteur qui précise les relations d'exploitation et de conduite entre les Parties pendant la période d'essais de l'Installation. Etablie avant la Mise en Service du Raccordement, cette convention devient caduque à la signature de la Convention d'Exploitation et de Conduite.

Mise à Disposition des Ouvrages de Raccordement

Les ouvrages constituant le raccordement sont construits mais la liaison de raccordement n'est pas connectée à l'Installation. La Mise à Disposition des Ouvrages de Raccordement peut être échelonnée dans le temps, en particulier si des adaptations d'ouvrages existants sont nécessaires.

Mise en Service du Raccordement

Les ouvrages constituant le raccordement sont raccordés aux points d'extrémité de l'Installation et la tension est renvoyée du RPT jusqu'aux bornes du sectionneur en limite de propriété de l'Installation.

Périmètre de contribution :

Il comprend l'ensemble des ouvrages de réseau sur lesquels, si une contrainte apparaît du fait du raccordement, le traitement de cette dernière est susceptible d'être à la charge de l'utilisateur (limitations de production ou adaptation du réseau existant). Pour chaque projet il est décrit explicitement en annexe 5.

¹ La Documentation Technique de Référence est publiée sur le site internet de RTE (<http://www.rte-france.com/html/fr/mediatheque/offre.jsp>). La version de référence est celle publiée en date du ...
Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, même partielle, est interdite sauf autorisation écrite de RTE.

CHAPITRE 2 – DISPOSITIONS TECHNIQUES

Article 2-1 CARACTERISTIQUES DES OUVRAGES DE RACCORDEMENT DU RPT

Les caractéristiques des ouvrages de raccordement sont décrites en annexe 2.

2-1-1 Tension de raccordement

Le domaine de tension de raccordement de référence est le [...] kV.

Le raccordement de l'Installation au RPT sera effectué à la tension [...] kV.

[Le cas échéant : si le raccordement n'est pas réalisé à la tension de raccordement de référence, en expliciter les raisons.]

2-1-2 Limites de Propriété

Les ouvrages de raccordement, décrits en annexe 2, font partie du RPT jusqu'à la limite de propriété.

Type de circuit	Limite de propriété
Circuit courants forts	La limite de propriété est située [...] aux chaînes d'ancrage de la ligne sur le portique du poste du Producteur, ces chaînes faisant partie du RPT [...] aux bornes côté ligne du premier appareil du poste du Producteur, ces bornes restant sa propriété [...] aux bornes d'extrémité du câble dans le poste du Producteur, ces bornes ainsi que le parafoudre de phase associé à la tête de câble faisant partie du RPT.

D'autres éléments du RPT sont connectés à l'Installation, pour ceux-ci les limites de propriété sont les suivantes :

Type de circuit	Limite de propriété
Circuit courant issu des réducteurs de mesures	La limite de propriété est située au niveau des bornes d'entrées du court-circuiteur se trouvant à l'intérieur d'une armoire spécifique appartenant à RTE.
Circuit tension issu des réducteurs de mesures	La limite de propriété est située au niveau des borniers de raccordement se trouvant à l'intérieur d'une armoire spécifique appartenant à RTE, ces borniers faisant partie du RPT.
Circuit de terre	Les circuits de terre des liaisons et poste de RTE seront reliés à la terre de l'Installation. La limite de l'Installation est située aux niveaux des connexions.

Alimentation 230 V alternatif	La limite de propriété est située au niveau des borniers de raccordement se trouvant à l'intérieur d'une armoire spécifique appartenant à RTE, ces borniers faisant partie du RPT. La liaison d'alimentation fait partie de l'Installation.
Alimentations 48V continu	La limite de propriété est située au niveau des borniers de raccordement se trouvant à l'intérieur d'une armoire spécifique appartenant à RTE, ces borniers faisant partie du RPT. La liaison d'alimentation fait partie de l'Installation.
Informations mises à disposition du Producteur	La limite de propriété est située au niveau des borniers de raccordement se trouvant à l'intérieur d'une armoire spécifique appartenant à RTE, ces borniers faisant partie du RPT.

Les limites de propriétés pour les liaisons téléphoniques et la transmission des télécommunications sont les suivantes :

Type de circuit	Limite de propriété
Lignes téléphoniques	Le Producteur est propriétaire des éléments de liaisons téléphoniques et hertziens situés dans l'enceinte de son poste ; au delà, les installations relèvent de l'opérateur de téléphonie. Pour la liaison téléphonique du comptage, la limite de propriété est située au niveau des borniers de raccordement se trouvant à l'intérieur de l'armoire du comptage appartenant à RTE, ces borniers faisant partie du RPT. RTE sera titulaire des abonnements des liaisons.
Systèmes de transmissions de télécommunications	Le Producteur est propriétaire des éléments du système de transmissions de télécommunications situés dans l'enceinte de son site ; au delà, les installations relèvent de l'opérateur de téléphonie.

2-1-3 Point de livraison

[Le préciser]

Article 2-2 CARACTERISTIQUES DE L'INSTALLATION

Les principales caractéristiques de l'Installation sont décrites en annexe 1 (pièce fournie par le Producteur).

2-2-1 Exigences réglementaires

L'Installation doit respecter l'ensemble des prescriptions contenues dans les textes réglementaires (décret 2003-588 du 27 juin 2003 et son arrêté d'application du 4 juillet 2003) qui lui sont applicables, et ceci pendant toute sa durée de vie.

2-2-2 Exigences de RTE

En complément des textes réglementaires et des exigences figurant dans la Convention d'Engagement de Performances, le Producteur est tenu de respecter les exigences figurant dans le « Cahier des charges pour l'installation des équipements de comptage des énergies de l'Installation » joint en annexe 3.

2-2-3 Modifications de l'Installation

Le Producteur informe RTE des modifications importantes survenant dans l'Installation, comme par exemple le raccordement d'un nouveau groupe de production, ou l'évolution significative de la puissance de court-circuit apportée au niveau de la limite de propriété. Dans cette hypothèse, RTE et le Producteur se rapprochent pour procéder à un examen technique et modifier les termes de la Convention de Raccordement.

2-2-4 Tenue à l'intensité de courant de court-circuit

Le pouvoir de coupure du (des) disjoncteur(s) de l'Installation, le(s) plus proche(s) électriquement de la limite de propriété du RPT, et la tenue au court-circuit des ouvrages du Producteur doivent être adaptés à l'intensité de court-circuit du réseau apportée tant par le RPT que par l'Installation.

Le courant de court-circuit maximal apporté par le RPT en limite de propriété ne dépasse pas la valeur de référence de [...] kA, qui correspond à une valeur normalisée des paliers techniques constructifs des postes du RPT proches de l'Installation.

[Si le Producteur dimensionne son installation à la valeur de référence.]

Le pouvoir de coupure de(s) disjoncteur(s) de l'Installation, le(s) plus proche(s) électriquement de la limite de propriété du RPT et la tenue au court-circuit des ouvrages du Producteur, correspond à la valeur de référence, soit [...] kA.

[Si le Producteur dimensionne son installation à une valeur inférieure à la valeur de référence.]

Pour des raisons d'investissement, le Producteur a indiqué à RTE que le pouvoir de coupure de(s) disjoncteur(s) de l'Installation, le(s) plus proche(s) électriquement de la limite de propriété du RPT et la tenue au court-circuit des ouvrages du Producteur, sont fixés à [...] kA, dite valeur contractuelle, inférieure à la valeur de référence.

RTE notifie tous les 2 ans au Producteur, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, au vu des éléments dont il dispose, la valeur prévisionnelle du courant de court-circuit en limite de propriété du RPT. En outre et dès qu'il en a connaissance, RTE notifie au Producteur, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, toute augmentation de la valeur de courant de court-circuit liée à un événement non prévisible par RTE à l'époque de la notification de la valeur prévisionnelle.

Si la nouvelle valeur notifiée de courant de court-circuit est supérieure à la valeur contractuelle et inférieure à la valeur de référence, le Producteur est tenu de mettre en conformité par rapport à la valeur notifiée l'Installation à ses frais et sous sa responsabilité, dans un délai de 2 ans à compter de la date de notification. A l'issue de ce délai, la nouvelle valeur contractuelle, fixée par le Producteur, est minima égale à la valeur notifiée. A défaut

Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, même partielle, est interdite sauf autorisation écrite de RTE.

de mise en conformité dans le délai convenu, le Producteur est tenu de découpler l'Installation du RPT.

Le Producteur informe RTE, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, de toute augmentation de plus de 0,5 kA du courant de court-circuit apportée au RPT par l'Installation.

Article 2-3 COMPTAGE

Les mesures d'énergies et de puissances au point de livraison du Producteur sont effectuées avec les dispositifs décrits dans le cahier des charges pour l'installation des équipements de comptage des énergies de l'Installation cité à l'article 2-2-2 et joint en annexe 3.

[Sauf demande explicite du Producteur, les appareils de comptage sont propriété de RTE :]

Les dispositifs de comptage télérelévéables des énergies active et réactive, ainsi que les armoires spécialement aménagées dans lesquelles ils sont implantés, sont approvisionnés et installés par RTE, à ses frais, et restent sa propriété.

RTE procède à la relève et au contrôle des appareils de comptage. En contrepartie, le Producteur acquitte une redevance de relève et de contrôle dont le montant est précisé dans le CART.

[Dans le cas où RTE est propriétaire des dispositifs de comptages] RTE procède également au renouvellement et à l'entretien de ces dispositifs. En contrepartie, le Producteur acquitte une redevance de location, d'entretien et de renouvellement dont le montant est précisé dans le CART.

Les autres installations faisant partie du comptage, en particulier les réducteurs de mesure, les coffrets de regroupement et les câbles sous écran cuivre de liaison entre transformateurs de mesure et armoires de comptage, les câbles d'alimentation 230V jusqu'aux borniers de l'armoire de comptage et les liaisons téléphoniques jusqu'aux connecteurs dans l'armoire de comptage sont réalisés par le Producteur, à ses frais, et restent sa propriété.

Article 2-4 EXPLOITATION, ENTRETIEN ET RENOUVELLEMENT DES OUVRAGES DU RPT

Les ouvrages faisant partie du RPT sont exploités, entretenus et renouvelés par RTE.

RTE a la faculté d'interrompre le service dans les conditions définies par le CART.

Les modes opératoires des arrêts pour entretien, réparation et renouvellement des ouvrages du RPT seront définis dans la Convention d'Exploitation et de Conduite.

Article 2-5 REALISATION DES OUVRAGES

2-5-1 Réalisation des ouvrages de raccordement du RPT

RTE est responsable de la réalisation des ouvrages de raccordement faisant partie du RPT. Ces ouvrages seront réalisés selon les règles de l'art et conformément à la réglementation en vigueur.

- **Procédures administratives et amiables préalables à la construction des ouvrages de raccordement :**

La réalisation des ouvrages de raccordement nécessite la mise en œuvre de procédures administratives et amiables préalables à l'exécution des travaux.

Un schéma-type des procédures préalables à la construction d'ouvrages de raccordement (procédures, autorisations administratives, etc.) est présenté en annexe 4.

Les étapes principales de ces procédures avec la date de réalisation pour celles déjà effectuées, sont indiquées ci-après : **[A compléter ou modifier au cas par cas en fonction des autorisations nécessaires au raccordement : notamment en cas de débat public, d'expropriation, d'autorisation de défrichement, d'absence de DUP...]**

- | |
|---|
| <ul style="list-style-type: none">▫ Concertation préalable et finalisation de l'étude d'impact : réalisées le [date] ;▫ Dépôt du dossier de déclaration d'utilité publique (DUP) : le [date] ;▫ Enquête publique : réalisée du [date] au [date] ;▫ Arrêté de DUP : le [date] ;▫ Dépôt du dossier de demande d'autorisation d'exécution : le [date] ;▫ Approbation du projet et autorisation d'exécution : le [date] ;▫ Dépôt du dossier de demande de permis de construire : le [date] ;▫ Permis de construire : le [date] ;▫ Dépôt du dossier de demande de mise en servitudes ;▫ Arrêté de mise en servitudes. |
|---|

RTE tient le Producteur informé des dates de réalisation des étapes de ses procédures restant à intervenir, en indiquant leur impact éventuel sur la date prévue de Mise à Disposition des Ouvrages de Raccordement.

RTE ne peut en aucun cas être tenu responsable des délais liés à l'aboutissement des procédures restant à réaliser (délais d'obtention des conventions de passage et des autorisations administratives...), sauf si le Producteur apporte la preuve d'un manque de diligence de la part de RTE.

- **Travaux de raccordement :**

Les travaux de raccordement peuvent commencer une fois obtenues les autorisations amiables et administratives résultant des procédures énumérées ci-dessus.

Les travaux seront terminés dans un délai de [...] mois à compter de l'obtention de ces autorisations administratives et amiables. Cette durée sera prorogée de plein droit en cas d'événement indépendant de la volonté de RTE, notamment dans les hypothèses énumérées ci-après :

- opposition à travaux ;
- recours contentieux à l'encontre des autorisations administratives empêchant la réalisation ou la poursuite des travaux ;

Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, même partielle, est interdite sauf autorisation écrite de RTE.

- modification de la réglementation imposant des contraintes supplémentaires pour la réalisation des ouvrages du réseau public de transport ;
- travaux complémentaires demandés par le Producteur ou imposés par l'administration ;
- interruptions imputables au Producteur, en particulier celles provoquées par les retards de paiement ;
- intempéries telles que définies à l'article L. 731-2 du code du travail ;
- découverte d'éléments du patrimoine archéologique.

• ***Date de Mise à Disposition des Ouvrages de Raccordement :***

La Mise à Disposition des Ouvrages de Raccordement devant desservir l'Installation est prévue pour le [...].

En cas de non-respect de cette date résultant soit du dépassement de la durée des travaux, soit d'un manque de diligence de RTE dans la conduite des procédures administratives et amiables restant à réaliser à la date de signature de la présente convention, RTE versera au Producteur, à titre de dommages et intérêts, une indemnité libératoire égale à 0,2 %, par semaine de retard imputable à RTE, du montant forfaitaire du raccordement prévu à l'Article 3-3. Cette indemnité totale sera plafonnée à 10 % de ce montant forfaitaire.

Le manque de diligence de RTE dans la conduite des procédures devra être établi par le Producteur.

RTE notifie la date effective de Mise à Disposition des Ouvrages de Raccordement au Producteur.

2-5-2 Réalisation de l'Installation

Le Producteur réalise à ses frais et sous sa responsabilité les ouvrages de l'Installation qui restent sa propriété, RTE n'intervenant pas dans la définition, les choix techniques et la construction de ces ouvrages. Le Producteur fait son affaire des autorisations nécessaires à leur réalisation.

Ces ouvrages doivent, tant pour éviter les troubles dans l'exploitation du RPT que pour assurer la sécurité du personnel de RTE, respecter les exigences mentionnées à l'article 2-2-2 de la présente convention de raccordement et être établis en conformité avec les règlements et les règles de l'art. RTE ne pourra en aucun cas être tenu responsable des conséquences des décisions prises par le Producteur concernant l'Installation.

Avant tout commencement d'exécution, le Producteur communique à RTE, pour information, les plans et spécifications du matériel du poste électrique.

[LE CAS ECHEANT :]

Article 2-6 CAPACITE LIMITEE DU RPT

L'étude de raccordement de l'Installation a montré que la capacité du RPT est insuffisante pour assurer le transit de l'énergie dans le cadre du raccordement décrit en annexe 2 et qu'il est nécessaire de procéder à des adaptations/renforcements de réseau qui ne pourront pas tous être réalisés avant la date souhaitée de Mise en Service Industriel de l'Installation.

Le Producteur, informé des résultats de cette étude, devra, sans indemnités, limiter le fonctionnement de son Installation sur demande de RTE, tant que l'ensemble des adaptations/renforcements n'auront pas été réalisés.

Ces limitations peuvent être de deux types, curatif ou préventif :

- On parle de limitation en préventif lorsqu'il n'est pas possible pour RTE de maîtriser des contraintes susceptibles d'apparaître sur des ouvrages, ni par un nombre limité d'actions manuelles, ni par le fonctionnement de dispositif(s) automatique(s), dans un délai imparti. Ces contraintes nécessitent donc une limitation préalable de l'injection/soutirage afin de se prémunir contre l'ensemble des incidents possibles. Le traitement préventif peut être mis en œuvre, en particulier, lorsque les ouvrages concernés ne disposent pas de capacités de surcharge ou lorsque celles-ci sont insuffisantes. La maîtrise des transits, et donc de la sûreté de fonctionnement du réseau, peut induire de la part de RTE des demandes de limitation effectuées la veille pour le lendemain sur des durées à préciser pouvant atteindre 24 heures (durée de limitation supérieure à la durée du risque de limitation).
- On parle de limitation en curatif si les contraintes susceptibles d'apparaître sur des ouvrages peuvent être maîtrisées par un nombre limité d'actions manuelles ou par le fonctionnement de dispositif(s) automatique(s), dans un délai imparti.

Entre [date MES] et la date de mise en service de [consistance du renforcement] prévue en [année] qui permet de lever les contraintes générées sur le réseau [...] kV ou de toute autre solution équivalente, les risques de limitation sont caractérisés comme suit.

2-6-1 Risques d'effacement en curatif

Le volume et la durée, sur une fenêtre glissante de 5 ans, des périodes présentant un risque d'effacement en curatif, sont les suivants :

- En période "hiver"², effacement de [x] MW [ou] total en curatif sur incident réseau. Sur cette période, la durée de risque est estimée à [h₁] heures.
- En période "été", effacement de [y] MW [ou] total en curatif sur incident réseau. Sur cette période, la durée de risque est estimée à [h₂] heures.
- En période "intersaison", effacement de [z] MW [ou] total en curatif sur incident réseau. Sur cette période, la durée de risque est estimée à [h₃] heures.

Pendant la durée de risque, l'effacement n'est pas systématique : il n'aura lieu que si un incident réseau impliquant un des ouvrages perturbants cités plus bas se produit.

A titre informatif, les taux de défaillance et les durées moyennes des incidents sur les ouvrages dont la perte entraîne la limitation sont résumés dans le tableau ci-dessous :

ouvrages perturbants	taux de défaillance	durées moyennes d'indisponibilité
[Ouvrage 1]	[n ₁] /an	[h ₁] heures
[Ouvrage 2]	[n ₂] /an	[h ₂] heures

² périodes hiver du 11/11 au 19/04 ; intersaison du 20/04 au 9/05 et du 21/09 au 10/11 ; été du 10/05 au 20/09.
Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, même partielle, est interdite sauf autorisation écrite de RTE.

[etc.]	[ni] /an	[hi] heures

[A défaut de valeurs issues du REX local, des données normatives utilisées par RTE dans ses propres études seront affichées.]

Dans le cas d'une baisse sur ordre du dispatching, l'effacement doit être réalisé dans un temps maximal de [n] minutes.

2-6-2 Risques d'effacement en préventif

Ce risque intervient notamment quand aucun schéma ne garantit l'exploitation sûre du système. Les périodes présentant un risque de limitation préventive peuvent être caractérisées sur une fenêtre glissante de 5 ans par les puissances maximales et les durées de risque suivantes :

- En période "hiver", limitation préventive maximale de la production à [x'] MW pendant une durée n'excédant pas [h'1] heures sur cette période.
- En période "été", limitation préventive maximale de la production à [y'] MW pendant une durée n'excédant pas [h'2] heures sur cette période.
- En période "intersaison", limitation préventive maximale de la production à [z'] MW pendant une durée n'excédant pas [h'3] heures sur cette période.

Les limitations préventives dépendront des conditions d'exploitation. Néanmoins, dans le cas présent, elles seront mises en œuvre principalement lors des pointes creux de consommation.

Le Producteur sera informé des limitations en [J-1 ou délai de préavis à préciser], en même temps que l'émission du programme de marche.

[La mention « en même temps que l'émission du programme de marche » doit être supprimée dans le cas de l'éolien.]

L'installation d'un automate local pourra être envisagé s'il permet de convertir certains risques de limitations préventives en risques de limitations curatives.

CHAPITRE 3 - DISPOSITIONS FINANCIERES

Article 3-1 PRINCIPES

Les principes appliqués pour la détermination du Périmètre de contribution et la facturation du raccordement au Producteur sont détaillés dans l'annexe 5.

Article 3-2 FRAIS D'ETUDE ET DE SURVEILLANCE - FRAIS GENERAUX

Ces coûts d'établissement du raccordement comprennent des charges forfaitaires :

- pour frais d'étude et de surveillance : 7,5 % ;
- pour frais généraux :
 - * Tranche de travaux inférieure à 152 k€ : Lignes aériennes et postes : 7,5% ;
Câbles souterrains : 5 %.
 - * Tranche de travaux supérieure à 152 k€ : Lignes aériennes et postes : 5% ;
Câbles souterrains : 3 %.

Article 3-3 MONTANT DE LA PARTICIPATION FINANCIERE DU PRODUCTEUR

A la signature de la présente convention, le détail du montant à la charge du Producteur est de [...] € ([...] euros) aux conditions économiques de [date], sous réserve des dispositions de l'article 3-5.

Le détail de ce montant est fourni en annexe 5

Article 3-4 MODALITES DE PAIEMENT

Le Producteur a déjà versé une avance de [...] euros.

Le Producteur règlera RTE selon les modalités suivantes :

- 30 % du montant à la réception de la facture de RTE du premier acompte faisant suite à la signature de la présente convention, soit [...] euros ;
- [Si les travaux durent plus de 6 mois] 30 % du montant à la réception de la facture de RTE du deuxième acompte 6 mois après le début des travaux de raccordement, soit [...] euros ;
- le solde à la réception de la facture soldante de RTE, lorsque les travaux de raccordement sont terminés.

Les sommes susvisées seront majorées des taxes et impôts en vigueur à la date d'émission des factures.

[Si paiement par chèque]

Le paiement sera effectué sans escompte, par chèque, dans les trente jours calendaires suivant la date d'émission de la facture de RTE et adressé à :

Réseau de Transport d'Electricité

Agence comptable de [...]

[adresse]

[Si paiement par virement]

Le paiement sera effectué par virement de compte à compte, dans les trente jours calendaires suivant la date d'émission de la facture de RTE, sur le compte bancaire de RTE n° [...]

L'ordre de virement devra comporter le numéro de facture. Pour un virement SWIFT, le Producteur demande à sa banque d'indiquer le numéro de facture dans le champ « motifs de paiement ». En cas d'absence de cette identification, des frais de gestion d'un montant de 100 euros, seront facturés au Producteur.

En cas de non-paiement par le Producteur aux échéances prévues au présent article, RTE peut suspendre, sans qu'il soit besoin d'une mise en demeure préalable, l'exécution de ses obligations jusqu'à réception des règlements. En outre, les sommes dues sont majorées de plein droit des pénalités de retard calculées sur la base du taux d'intérêt appliqué par la Banque Centrale Européenne à son opération de refinancement la plus récente, majoré de sept points. Ces pénalités de retard sont d'un montant minimum de 140 €.

Article 3-5 RESERVE SUR LE MONTANT

En cas d'événements indépendants de la volonté de RTE tels que ceux définis à l'article 2-5-1, conduisant à une modification des ouvrages de raccordement tels qu'ils sont prévus à la signature de la présente convention, le montant forfaitaire sera révisé. La révision fera l'objet d'un avenant à la présente convention sauf résiliation de celle-ci par le Producteur.

CHAPITRE 4 – DISPOSITIONS DIVERSES

Article 4-1 CART ET CONVENTION D'EXPLOITATION ET DE CONDUITE

La Mise en Service du Raccordement est subordonnée à la signature d'un CART et d'une Convention d'Exploitation et de Conduite en Période d'Essais.

La Mise en Service Industrielle de l'Installation est subordonnée à la signature de la Convention d'Exploitation et de Conduite.

Article 4-2 ENTREE EN VIGUEUR ET DUREE

La présente convention prend effet à la date de sa signature par les Parties.

Elle est conclue pour une durée indéterminée sauf résiliation (cf. Article 4-5).

Dans le cas où l'Installation n'est pas mise en service deux ans après la Mise à Disposition des Ouvrages de Raccordement, la présente convention est caduque et le projet est radié de la file d'attente.

Article 4-3 ASSURANCES

Les parties souscrivent auprès de compagnies d'assurances notoirement solvables, une assurance responsabilité civile couvrant tous les dommages susceptibles de survenir du fait ou à l'occasion de l'exécution de la présente convention ou imputables au fonctionnement de leurs installations respectives.

Les parties se transmettent, dès la souscription de leur police, une attestation d'assurance précisant la nature et les montants garantis.

A la demande de l'une des parties, l'autre partie lui adresse, par tout moyen, l'attestation d'assurance correspondante, datant de moins de deux mois, qui doit mentionner notamment les faits générateurs et les montants garantis.

Elles se transmettent tout avenant modifiant de manière significative leur police.

[Pour les installations suivantes :

- **cogénérations, CCG ou tout autre type d'installation ayant du gaz comme source d'énergie,**
- **incinérateurs de matière non gazeuse, éoliens, hydraulique et autres, d'une puissance supérieure ou égale à 40 MW]**

Les parties doivent posséder une garantie en matière d'assurance couvrant :

- les dommages corporels, matériels et immatériels consécutifs, au minimum : **23 M€** (vingt-trois millions d'euros) par sinistre avec un plafond annuel de **30 M€** (trente millions d'euros) ;
- les dommages immatériels non consécutifs, au minimum : **5 M€** (cinq millions d'euros par sinistre) avec un plafond annuel de **8 M€** (huit millions d'euros).

[Pour les installations suivantes :

- **incinérateurs de matière non gazeuse, éoliens, hydraulique et autres, d'une puissance inférieure à 40 MW]**

Les parties doivent posséder une garantie en matière d'assurance couvrant :

- les dommages corporels, matériels et immatériels consécutifs, au minimum : **8 M€** (huit millions d'euros) par sinistre sans limite annuelle ;
- les dommages immatériels non consécutifs, au minimum : **1 M€** (un million d'euros) par sinistre sans limite annuelle.

Article 4-4 CONFIDENTIALITE

4-4-1 Nature des informations confidentielles

En application de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000, RTE doit préserver la confidentialité des informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique dont la communication serait de nature à porter atteinte aux règles de concurrence libre et loyale et de non-discrimination imposées par la loi et dont la liste et les conditions sont fixées par le décret n° 2001-630 du 16 juillet 2001.

Pour les informations non visées par ce décret, chaque partie détermine, par tout moyen à sa convenance, celles, de tout type et sur tout support, qu'elle considère comme confidentielles.

4-4-2 Contenu de l'obligation de confidentialité

Pour les informations confidentielles visées par le décret précité et conformément à son article 2-II, le Producteur autorise RTE à communiquer à des tiers (par exemple aux services intervenant dans le cadre de ses procédures administratives ou à une entreprise chargée d'exécuter pour le compte de RTE les travaux de raccordement) ces informations confidentielles si cette communication est nécessaire à l'exécution de la présente convention.

Pour les informations confidentielles non visées par le décret précité, les parties s'autorisent à communiquer à des tiers ces informations confidentielles si cette communication est nécessaire à l'exécution de la présente convention.

Les parties s'engagent à ce que les tiers, destinataires d'informations confidentielles dans les conditions ci-dessus, prennent les mêmes engagements de confidentialité que ceux définis au présent article. A ce titre, la partie destinataire d'une information confidentielle s'engage à prendre, vis-à-vis de ses salariés, des sous-traitants, et de toute personne physique ou morale qu'elle mandate pour participer à l'exécution de la présente convention, toutes les mesures utiles, notamment contractuelles, pour faire respecter par ceux-ci la confidentialité de ses informations dont ils pourraient avoir connaissance. Elle prend, en outre, toutes les dispositions utiles pour assurer la protection physique de ces informations, y compris lors de l'archivage de celles-ci.

Chaque partie notifie par écrit, dans les plus brefs délais, à l'autre partie toute violation ou présomption de violation des obligations découlant du présent article.

Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, même partielle, est interdite sauf autorisation écrite de RTE.

Les obligations résultant du présent article ne s'appliquent pas si la partie destinataire d'une information confidentielle apporte la preuve que celle-ci, au moment de sa communication, était déjà accessible au public ou si la partie destinataire apporte la preuve que depuis sa communication, cette information a été reçue par elle, d'un tiers, licitement, sans violation des dispositions du présent article.

4-4-3 Durée de l'obligation de confidentialité

Les parties s'engagent à respecter le présent engagement de confidentialité pendant une durée de cinq ans après l'expiration ou la résiliation de la présente convention.

Article 4-5 RESILIATION

Jusqu'à la Mise en Service du Raccordement, le Producteur peut à tout moment résilier la présente convention. La résiliation prend effet trois mois après l'envoi à RTE d'une lettre recommandée avec demande d'avis de réception.

Indépendamment du CART et sans préjudice de dommages et intérêts, elle peut être résiliée de plein droit et sans indemnité, en cas de non-respect par l'une des parties de ses obligations. La résiliation prend effet trois mois après l'envoi d'une mise en demeure par lettre recommandée avec demande d'avis de réception restée infructueuse. Toutefois, ce délai peut être réduit par la mise en demeure, en fonction de la nature de l'inexécution, notamment en cas d'atteinte à la sécurité des personnes et des biens. Dans cette hypothèse, le délai est indiqué dans la mise en demeure qui est adressée par télécopie et confirmée par lettre recommandée avec demande d'avis de réception.

En cas de résiliation, et sans préjudice de dommages et intérêts en cas de faute, le Producteur doit régler l'intégralité des prestations effectuées par ou pour le compte de RTE et des engagements financiers non remboursables contractés par RTE, ainsi que les prestations rendus nécessaires du fait de la résiliation (dépose éventuelle des ouvrages de raccordement par exemple). Toutefois, si le montant des sommes dues par le Producteur est inférieur aux sommes déjà versées en application de l'article Article 3-4, celles-ci restent acquises à RTE, sauf si le Producteur peut justifier que la résiliation provient d'une cause étrangère qui ne peut lui être imputée. Si ce montant est supérieur aux sommes déjà versées en application de l'article Article 3-4, le Producteur est redevable de la différence entre les deux montants.

En cas de résiliation, il est procédé à la déconnexion de l'Installation selon les modalités du CART.

Article 4-6 INTEGRALITE DE L'ACCORD ENTRE LES PARTIES

La présente convention constitue l'expression du plein et entier accord des parties relativement à son objet. Ses dispositions annulent et remplacent toutes propositions, tous documents, échanges de lettres relatifs au même objet qui auraient pu être établis antérieurement à son entrée en vigueur.

Les annexes font partie intégrante de la présente convention.

Article 4-7 CONTESTATIONS

En cas de contestation relative à l'interprétation ou à l'exécution de la présente convention, les parties s'engagent à discuter des moyens de résolution amiables.

A cet effet, la partie demanderesse adresse à l'autre partie une lettre recommandée avec demande d'avis de réception en précisant :

- La référence du Contrat (titre et date de signature) ;
- L'objet de la contestation ;
- La proposition d'une rencontre en vue de régler à l'amiable le litige.

A défaut d'accord à l'issue d'un délai de 30 jours à compter de la date de la lettre recommandée avec demande d'avis de réception susvisée et conformément à l'article 38 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000, la Commission de Régulation de l'Energie peut être saisie par l'une ou l'autre des parties.

Les litiges portés devant une juridiction sont soumis au Tribunal de commerce de Paris.

Article 4-8 FRAIS DE TIMBRE ET D'ENREGISTREMENT

La présente convention est dispensée des frais de timbre et d'enregistrement.

Les droits éventuels d'enregistrement et de timbre seront à la charge de celles des parties qui aura motivé leur perception.

Article 4-9 PIECES ANNEXEES

Annexe 1 : Principales caractéristiques de l'Installation

Annexe 2 : Caractéristiques des ouvrages de raccordement

Annexe 3 : Cahier des charges comptage

Annexe 4 : Planning estimatif des travaux

Annexe 5 : Données financières du raccordement

Fait en double exemplaire,

A.....

Le

Pour le Producteur

Pour RTE

ANNEXE 1

PRINCIPALES CARACTERISTIQUES DE L'INSTALLATION (Données fournies par le Producteur)

[Décrire les ouvrages du Producteur et leurs principales caractéristiques, par exemple :

- les disjoncteurs avec leurs pouvoirs de coupure et leurs technologies,
- les sectionneurs, les sectionneurs à rupture brusque (SRB) et les tensions et intensités nominales,
- tenue diélectrique et mécanique de son Installation
- réducteurs de mesures et leur classe ainsi que les rapports et les puissances,
- transformateurs et leurs puissances,
- couplages, MALT, tensions primaire et secondaire ainsi que la tension de court-circuit ,
- groupes d'auto-production et leurs puissances, tension stator et apport en courant de court-circuit...
- automate de reprise de charge

Il faut aussi rappeler une partie des caractéristiques de la demande de raccordement pour l'Alimentation Principale et l'alimentation de secours (fiche des caractéristiques de la consommation avec le cas échéant l'apport du courant de court circuit de l'Installation, automate de délestage, $\tan(\varphi)$ uniquement pour les installations de consommation, ...)

Puissance active maximale de l'installation de production (P_{max}) définie comme la valeur contractuelle correspondant à la puissance active maximale que fournira l'installation de production au point de livraison en fonctionnement normal et sans limitation de durée, les réserves de réglage primaire et secondaire fréquence/puissance étant utilisées à leurs limites constructives :(indiquer la valeur)

Puissance de Raccordement d'une installation de consommation (P_{rac}) définie comme la valeur contractuelle correspondant à la puissance active maximale pour laquelle le Producteur demande que soit dimensionné le raccordement :(indiquer la valeur étant rappelé qu'au moment de la demande de raccordement, P_{rac} doit être à la fois supérieure ou égale à la puissance active maximale des charges de consommation et à la puissance active maximale totale des groupes de production présents dans l'installation).

Puissance active maximale de soutirage d'une installation de consommation ($P_{soutirage}$) définie comme la valeur contractuelle correspondant à la puissance active maximale que soutirera l'Installation au point de livraison du réseau public de transport : La valeur de cette puissance correspond à la valeur de la puissance souscrite qui est fixée dans la contrat d'accès au réseau.

Besoin en Pcc

Puissance polluante

...

Un schéma commenté peut utilement accompagner cette description.]

ANNEXE 2

CARACTERISTIQUES DES OUVRAGES DE RACCORDEMENT

[Décrire brièvement le schéma du raccordement. Par exemple : le schéma retenu est un raccordement en antenne sur le poste Y. (Mais il ne faut pas indiquer comment sera exploité le réseau)]

Enumérer la consistance technique et les caractéristiques des ouvrages HTB de raccordement, y compris leur capacité en précisant :

- *éventuellement les caractéristiques des ouvrages avant le raccordement*
- *la création et la modification des ouvrages existants, nécessaires au raccordement de l'installation :*
- *pour les ouvrages HT (sections, câble de garde, types de pylônes fondations prévues, type de pose, passage en sous œuvre, etc)*
- *Pour les ouvrages BT (protections et automates, système de transmission de téléinformations, etc*
- *le cas échéant : les ouvrages BT de gestion des effacements ;*
- *le cas échéant : les ouvrages déposés.*

Le secours est à considérer comme un autre raccordement s'il s'agit d'un raccordement HTA. Il fera, dans ce cas, l'objet d'une autre convention qui sera conclue avec le service de la distribution publique.]

ANNEXE 3

CAHIER DES CHARGES COMPTAGE

ANNEXE 4

PLANNING ESTIMATIF DES TRAVAUX

[illegible]

Les procédures résumées ci-dessus présentent les cas les plus courants, et ne sont pas exhaustives. Certaines contraintes environnementales ou réglementaires peuvent conduire l'administration à appliquer des procédures complémentaires. Elles n'incluent pas de débat public, pour les lignes à 400kV de longueur > 10km ou les lignes aériennes à 225 kV de longueur > 15km. Elles ne prennent pas en compte la procédure de mise en compatibilité des documents d'urbanisme. Elles n'incluent pas les situations de désaccord sur les consultations des maires et des services, sur la consultation pour le projet d'exécution ou le permis de construire. Sont incluses les procédures liées aux travaux nécessaires dans les postes encadrants. Pour la création d'un nouveau poste, les délais globaux sont sensiblement identiques, hors procédure

Certaines contraintes environnementales ou réglementaires peuvent conduire l'administration à appliquer des procédures complémentaires.

Elles n'incluent pas de débat public, pour les lignes à 400kV de longueur > 10km ou les lignes aériennes à 225 kV de longueur > 15km.

Elles ne prennent pas en compte la procédure de mise en compatibilité des documents d'urbanisme.

Elles n'incluent pas les situations de désaccord sur les consultations des maires et des services, sur la consultation pour le projet d'exécution ou le permis de construire.

Sont incluses les procédures liées aux travaux nécessaires dans les postes encadrants. Pour la création d'un nouveau poste, les délais globaux sont sensiblement identiques, hors procédure

ANNEXE 5

DONNEES FINANCIERES DU RACCORDEMENT

[Introduire dans cette annexe une description explicite du périmètre de contribution financière du producteur à son raccordement ainsi que des principes de contribution au financement des ouvrages de raccordement.]

Montant des travaux		
ligne aérienne	0	k€
câble souterrain	0	k€
poste	0	k€
TOTAL Travaux	0	k€

Frais d'étude et de surveillance		
ligne aérienne	0	K€
câble souterrain	0	K€
poste	0	K€
TOTAL Etude&surveillance	0	K€

Majoration pour frais généraux		
ligne aérienne	0,0	k€
câble souterrain	0,0	k€
poste	0,0	k€
TOTAL Frais généraux	0,0	k€

Montant forfaitaire / alimentation	0,0	k€

<i>Montant du raccordement de référence (Le cas échéant)</i>		
TOTAL	0	k€

Facturation des ouvrages dans les postes :

TRAVAUX POSTE							
	nombre de cellules	Coût Cellules (k€)	Coût Ouvrages généraux (k€)	Coût de conception et concertation (k€)	Coût Autres prestations (k€)	Coût total par poste (k€)	Caractéristiques des cellules
Poste 1		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Indiquer le nom des cellules et le type (technologie utilisée et caractéristiques)
Poste 2		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Indiquer le nom des cellules et le type (technologie utilisée et caractéristiques)
Poste ..		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Indiquer le nom des cellules et le type (technologie utilisée et caractéristiques)
Poste Z		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Indiquer le nom des cellules et le type (technologie utilisée et caractéristiques)
TOTAL	0,	0	0,0	0,0	0,0	0,0	

Décomposition des rubriques	
Ouvrages généraux	Démolition, nettoyage de terrain, abattage, terrassement, nivellement, traitement du sol, drainage, routes, pistes, aires bétonnées, réseau de terre, services auxiliaires, télécommunication, bâtiments ,aménagements paysagers ...
Cellule	Disjoncteurs, sectionneurs, protections, 1/2 bâtiment de relaying, liaisons HT, Jeu de barres, ...
Conception et concertation	Etudes d'impact et de concertation, achat de terrain, études topologiques et topographiques, études techniques, études de sols, dossiers administratifs, ...
Autres prestations	Dépenses particulières (consignation, travaux provisoires,...), contrôle, coordination sécurité, réception et mise en service, divers électriques, divers...

.....
Références de la convention : nom du Producteur, date...

Facturation des Liaisons :

Désignation	L (km)	Coût Fournitures principales (k€)	Coût Travaux de construction (k€)	Coût de conception et concertation (k€)	Coût Autres prestations (k€)	Coût total par tronçon (k€)	Caractéristiques du tronçon
Tronçon 1		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Indiquer la technologie utilisée (souterrain aérien avec le nombre de ternes posés ainsi que la section des conducteurs, type de pylône)
Tronçon 2		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Indiquer la technologie utilisée (souterrain aérien avec le nombre de ternes posés ainsi que la section des conducteurs, type de pylône)
Tronçon ...		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Indiquer la technologie utilisée (souterrain aérien avec le nombre de ternes posés ainsi que la section des conducteurs, type de pylône)
Tronçon z		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	Indiquer la technologie utilisée (souterrain aérien avec le nombre de ternes posés ainsi que la section des conducteurs, type de pylône)
TOTAL Alimentation principale	0 0,	0	0,0	0,0	0,0	0,0	

	LIGNE AERIENNE	CABLE SOUTERRAIN
Fournitures principales	Fourniture des supports y compris embases, des câbles conducteurs, des câbles de garde, des matériels d'équipement et des isolateurs, des matériels télécom, ...	Fourniture des câbles de puissance, des extrémités et des jonctions des câbles de puissance, des câbles de terre, des câbles de communication et accessoires des câbles de communication, ...
Travaux de construction	Déboisement, opérations préliminaires, installations de chantier, génie civil, montage et levage des superstructures, déroulage des conducteurs, déroulage des câbles de garde, mise en place des chaînes d'isolateurs et accessoires, mise en place des protections	Aménagements, démolitions, fouilles, chambre de jonction, remblais, préparation du chantier de pose, essai de gaine de la liaison, préparation du chantier câblé, réfection, tirage des différents câbles, montages des extrémités et des accessoires, ...
Conception et concertation	Etudes d'impact et de concertation, études topologiques et techniques, études de sols, dossiers administratifs, ...	Etudes d'impact et de concertation, études topographiques et techniques, études de sols, étude et métré câblés, dossiers administratifs ...
Autres prestations	Dépenses particulières (consignation, travaux provisoires,...), contrôle, coordination sécurité, réception et mise en service, ...	Ouvrages d'art, dépenses particulières (consignation, travaux provisoires,...), contrôle, coordination sécurité, réception et mise en service, ...

.....
 Références de la convention : nom du Producteur, date...

Documentation Technique de Référence

Chapitre 8 – Trames-type

Article 8.6 Convention Exploitation / Conduite des sites de production

**Article 8.6.1 – Conditions générales applicables aux Conventions d'Exploitation /
Conduite des sites de production**

Version applicable à compter du 5 janvier 2010

42
pages

Version 1
du 05/01/10

SOMMAIRE

PREAMBULE – ARCHITECTURE CONTRACTUELLE	4
CHAPITRE 1 GENERALITES	5
Article 1.1 - Définitions	5
Article 1.2 - Notions d'exploitation et de conduite	9
Article 1.3 - Limites de propriété, d'exploitation et de conduite	9
Article 1.4 - Acteurs	10
1.4.1 Pour le Producteur	10
1.4.2 Pour RTE	10
1.4.3 Désignation des acteurs	11
1.4.4 Mise à jour des coordonnées des acteurs	11
Article 1.5 - Modalités générales d'information mutuelle	11
Article 1.6 - Enregistrements téléphoniques	12
Article 1.7 - Gestion des accès - circulation dans les sites	12
Article 1.8 - Gestion des obligations d'Entreprise Utilisatrice	13
CHAPITRE 2 EXPLOITATION ET CONDUITE EN REGIME NORMAL	14
Article 2.1 - Fonctionnement des ouvrages électriques aux interfaces	14
Article 2.2 - Echanges entre les Parties en temps réel	14
Article 2.3 - Informations à échanger en prévisionnel	14
Article 2.4 - Opérations d'ordre électrique planifiées	15
2.4.1 Travaux sans séparation de réseau ou sans consignation de la liaison de raccordement	15
2.4.2 Travaux nécessitant une séparation de réseau	15
2.4.3 Travaux nécessitant une consignation	16
Article 2.5 - Essai avec alimentation par le RPT d'ouvrages et appareillages neufs ou modifiés dans les Installations.	17
Article 2.6 - Modification des programmes de production et de réglage de fréquence des Installations	17
Article 2.7 - Modification des performances attendues par RTE en matière de réglage des protections	18
Article 2.8 - Modalités de participation aux Services Système	18
2.8.1 Modalités de participation au réglage de la fréquence	19
2.8.2 Modalités de participation au réglage de la tension	19
Article 2.9 - Redéclaration des performances et contraintes techniques	20
Article 2.10 - Autres échanges d'informations	20
CHAPITRE 3 EXPLOITATION ET CONDUITE EN REGIME D'INCIDENT	21
Article 3.1 - Manœuvres d'urgence	21
Article 3.2 - Retrait Impératif Immédiat (RII)	21
Article 3.3 - Retrait Urgent (RU) et Travaux Urgents	21
Article 3.4 - Procédures en fonction des incidents	22
3.4.1 Principes généraux	22
3.4.2 Manque de tension sur le RPT au point de livraison	22
3.4.3 Recouplage d'un Groupe de Production suite à aléa	24
3.4.4 Reconstitution du réseau	24
3.4.5 Réseau séparé fortuit	24
3.4.6 Modification du programme de production après un incident	24
3.4.7 Perte des téléinformations	25
3.4.8 Utilisation du Système d'Alerte et de Sauvegarde	25
Article 3.5 - Informations à échanger a posteriori	26
3.5.1 Perturbations du RPT qui ont eu un impact sur les Installations	26
3.5.2 Evénements sur les Installations qui ont eu un impact sur le RPT	26

3.5.3 Evènements significatifs du Producteur	26
3.5.4 Autres évènements	26
CHAPITRE 4 CONTROLES	27
Article 4.1 - Performances contrôlées et périmètre du contrôle	27
Article 4.2 - Essais et campagnes de mesures	27
Article 4.3 - Notification des Défaillances de Réglage	27
Article 4.4 - Seuil de Notification	28
Article 4.5 - Date Prévisionnelle de Mise en Conformité	28
4.5.1 Proposition du Producteur	28
4.5.2 Accord de RTE	28
4.5.3 Modification	28
Article 4.6 - Mise en Conformité	28
CHAPITRE 5 DISPOSITIONS DIVERSES	29
Article 5.1 - Responsabilité	29
Article 5.2 - Entrée en vigueur et durée d'une Convention d'Exploitation / Conduite d'un site	29
Article 5.3 - Modification	29
Article 5.4 - Suspension et résiliation pour faute	30
Article 5.5 – Confidentialité	30
5.5.1 Nature des informations confidentielles	30
5.5.2 Contenu de l'obligation de confidentialité	30
5.5.3 Durée de l'obligation de confidentialité	31
Article 5.6 - Frais de timbre et d'enregistrement	31
Article 5.7 - Territorialité – Droit et langue applicables	31
Article 5.8 - Pièces annexées	31

PREAMBULE – ARCHITECTURE CONTRACTUELLE

Le présent document constitue les conditions générales d'exploitation et de conduite (également désignées « **Conditions Générales** » ci-après) applicables à toute convention d'exploitation et de conduite d'un site de production (également désignée « **Convention d'Exploitation / Conduite** » ci-après), qui doit être conclue entre RTE et un Producteur (également désignés « **Parties** » ci-après), conformément à l'article 2 du décret n° 2008-386 du 23 avril 2008 « relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement pour le raccordement d'installations de production aux réseaux publics d'électricité. »

Ces Conditions Générales ont pour objet de définir :

- Les règles d'exploitation et de conduite à respecter entre les parties à une Convention d'Exploitation / Conduite pour assurer la sécurité des personnes, la sûreté des Installations, la sûreté de fonctionnement du système électrique, la continuité et la qualité de service, en application de l'UTE C 18-510 ainsi que du Code Général des Manœuvres des Réseaux Electriques – Ouvrages HT. Ces règles ne se substituent pas aux définitions et procédures décrites dans les documents précités mais les complètent.
- Les relations entre les personnes ou les entités de RTE et du Producteur pour assurer l'exploitation et la conduite des Installations.
- En application de l'article 15 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 modifiée, les modalités de la participation des Installations aux réglages primaire et secondaire de fréquence et de tension, si les Installations disposent des capacités constructives à participer à ces réglages.

Parallèlement à la Convention d'Exploitation / Conduite, les Conditions Générales et leurs nouvelles versions feront l'objet, suite à leur publication dans la Documentation technique de référence, sur le Site Internet de RTE « www.rte-france.com », d'un contrat d'adhésion par lequel les producteurs déclarent en avoir pris connaissance et en accepter sans réserve toutes les dispositions.

Ces Conditions Générales intègrent deux annexes, jointes à leur suite :

- ANNEXE 1 : Annexe Documentaire
- ANNEXE 2 : Performances mesurées par RTE et Seuils de notification

Le support contractuel des obligations nées entre les Parties concernant l'exploitation et la conduite du site de production considéré est donc constitué des Conditions Générales et de ses annexes, de la Convention d'Exploitation / Conduite et de ses annexes, nonobstant toutes conventions que les Parties auront pu conclure par ailleurs.

CHAPITRE 1 GENERALITES

Article 1.1 - Définitions

Les Parties acceptent expressément que, dans la présente Convention, il soit fait référence à des termes dont la définition est donnée dans la publication **UTE C 18-510** de l'Union Technique de l'Electricité, approuvée par arrêté du 17 janvier 1989 par le Ministre chargé de l'énergie et par le Ministre chargé du travail.

Il s'agit en particulier des termes suivants : **Employeur, Chargé d'Exploitation, Chargé de Conduite, Exécutant, Chargé de Consignation électrique, Chargé de Travaux, Séparation (d'un ouvrage), Consignation (électrique d'un ouvrage), Message collationné, Travaux, ...**

Pour les autres termes, les mots ou groupes de mots utilisés dans la présente Convention ont la signification qui leur est donnée ci-dessous :

CGM

Code Général de Manœuvres des Réseaux Electriques – Ouvrages HT.

CART

Contrat d'Accès au Réseau de Transport d'un site, conclu entre le Producteur et RTE.

Contrat de Participation aux Services Système

Contrat ayant pour objet de fixer les conditions relatives à l'acquisition par RTE auprès d'un Responsable de Programmation des contributions des Groupes de Production nécessaires aux réglages de la fréquence (f/P) et de la tension(U/Q).

Convention de Raccordement

Convention conclue entre le Producteur et RTE ayant pour objet de déterminer les modalités techniques, juridiques et financières du raccordement des ouvrages du Producteur au RPT. Elle précise notamment les caractéristiques auxquelles doit satisfaire l'Installation afin de pouvoir être raccordée au RPT.

Convention d'Engagement de Performances

Convention conclue entre le Producteur et RTE ayant pour objet de déterminer les conditions techniques, juridiques et financières relatives aux performances de l'Installation.

Déconnexion

Séparation physique de l'Installation par rapport au RPT.

ESS (Evénement Significatif Système) :

Incident affectant le Réseau Public de Transport et susceptible d'avoir des conséquences graves ou non sur la sûreté de fonctionnement du système électrique. Une classification est établie et tenue à jour par RTE au travers d'un dispositif de retour d'expérience.

Groupement de Postes

Lieu à partir duquel peuvent être assurées, pour un ensemble d'ouvrage du RPT, leur surveillance à distance, les manœuvres de leurs organes télécommandés et la coordination à leur accès. Le Chargé d'Exploitation est localisé au Groupement de Postes.

GET (Groupe d'Exploitation Transport)

Entité de RTE chargée de l'exploitation du RPT.

Impact

La notion d'impact regroupe tout type de contrainte sur la conduite du système électrique (que ce soit sur les ouvrages du réseau ou les outils de conduite).

Installation (de production)

Équipements destinés à la production d'énergie électrique qui comprennent un ou plusieurs groupes de production ainsi que des appareillages auxiliaires (poste d'évacuation, auxiliaires de production...). Ces équipements sont regroupés sur un même site et exploités par le même Producteur, qui bénéficie à ce titre d'une Convention de Raccordement unique.

Manque de tension

Interruption affectant la fourniture ou l'absorption d'énergie au point de livraison du RPT et consécutive à un événement non programmé.

Notification

Information communiquée de manière formelle pour porter à la connaissance de la Partie réceptrice une décision la concernant.

Au titre de la présente Convention et sauf stipulation contraire, la procédure de notification consiste à envoyer une télécopie et à le confirmer par envoi d'un courrier. La date de notification est celle de l'accusé de réception de la télécopie. Une Partie peut toutefois demander à l'autre Partie qui doit l'accepter le recours aux messages collationnés en lieu et place de la télécopie. La notification est alors réputée faite à l'heure indiquée dans le message collationné.

Producteur

Personne titulaire de l'autorisation d'exploiter visée à l'article 7 de la Loi 2000-108 et titulaire du présent Contrat.

Receveur d'Ordre

Personne physique ou dispositif agréé par RTE, désigné au titre de la programmation et/ou de l'ajustement pour recevoir, les programmes et/ou les ordres d'ajustement. Le nom et les coordonnées du Receveur d'Ordre sont indiqués dans le périmètre d'ajustement établi entre RTE et l'Acteur d'ajustement mandaté par le Producteur.

Régime d'incident

Situation qui ne correspond pas à un régime normal de fonctionnement. En pratique, cela couvre des situations comme l'apparition de défauts sur les équipements haute tension ou de contrôle-commande, des fonctionnements avec des paramètres d'exploitation hors des plages normales, des fonctionnements en réseau séparé...

Régime normal

Régime de fonctionnement au cours duquel les caractéristiques fondamentales d'un système restent dans des plages, dites normales, ciblées par l'exploitant. En pratique, cela couvre les situations suivantes :

- Les utilisateurs raccordés au réseau ont un régime normal d'alimentation (tension, courant et fréquence d'alimentation compris dans les limites contractuelles, liaisons de secours disponibles),
- Aucun ouvrage du RPT n'est en régime de surcharge,
- La fréquence et la tension sont maintenues à l'intérieur de leurs plages normales, réglementaires ou normatives, en tout point du RPT,
- Les réserves de production et de réglage sont disponibles,
- Les critères de sûreté de fonctionnement et de secours sont assurés.

Renvoi de tension

- Mise sous tension (automatique ou manuelle) d'un ouvrage préalablement hors tension ;
- Mise sous tension d'une portion de réseau hors tension par un Groupe de Production.

Réseau séparé

Portion de réseau séparée électriquement du réseau général et, alimentée par des moyens de production à une fréquence propre pouvant être différente de celle du réseau général.

Responsable de Programmation

Personne morale ayant signé avec RTE un Accord de Participation pour un ensemble d'EDP pour lesquelles elle assure également la Gestion Prévisionnelle et la fourniture à RTE de Services Système.

RPT (Réseau Public de Transport)

Le RPT est défini par l'article 12 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité modifiée et ainsi que par les dispositions du décret n°2005-172 du 22 février 2005 définissant la consistance du RPT.

RST (Réglage Secondaire de la Tension)

Son principe consiste à organiser le réseau en « zones » de réglage, et à réguler la tension d'un point particulier de chaque zone, le « point pilote ». Celui-ci est choisi de façon à ce que sa tension soit représentative de celle de l'ensemble de la zone.

RSCT (Réglage Secondaire Coordonné de la Tension)

Le RSCT permet d'ajuster le plan de tension globalement sur toute une région en asservissant les tensions d'un ensemble de points pilotes (et non localement sur un seul point pilote comme dans le cas du RST) à des valeurs de consigne.

RTE (Réseau de Transport d'Electricité)

Filiale d'Electricité de France, gestionnaire du RPT conformément à l'article 12 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000.

Dispositif SAS (Système d'Alerte et de Sauvegarde)

En situation critique ou dans certaines situations d'incidents du RPT, la sauvegarde du Système Electrique nécessite de transmettre et faire exécuter rapidement des actions à un grand nombre d'interlocuteurs des Dispatching de RTE.

Cette nécessité a conduit à mettre en œuvre un Système d'Alerte et de Sauvegarde dont le dispositif comprend :

- Un ensemble de messages/ordres prédéfinis dont les actions attendues sont décrites dans les Règles Générales d'Exploitation du SAS,
- Un système de transmission spécifique de ces messages/ordres associé à l'outil SAS incluant en particulier des terminaux informatiques.

Site

Lieu géographique regroupant l'ensemble des installations de production et des ouvrages électriques de raccordement implantés sur ce lieu, tous niveaux de tension confondus, d'un même établissement identifié par son numéro d'identité au répertoire national des entreprises et des établissements (numéro SIRET).

URSE (Unité Régionale Système Electrique) :

Entité de RTE chargée de la conduite, de la gestion et du développement du RPT auquel sont raccordées la ou les Installations.

- **Dispatching** : service chargé de la conduite en temps réel. Le Chargé de Conduite de RTE est localisé au Dispatching.
- **Service GP** (Gestion Prévisionnelle) : service chargé de la gestion en prévisionnel du système électrique et notamment de la planification des indisponibilités programmées des ouvrages.

Télé information douteuse

Télésignalisation invalide (état non connu) ou télémesure de valeur incorrecte.

Article 1.2 - Notions d'exploitation et de conduite

L'exploitation, convenue au sens des présentes Conditions Générales et relative aux liaisons de raccordement et aux postes situés à leurs extrémités, englobe notamment :

- la gestion et la coordination des accès aux ouvrages,
- la représentativité au titre du décret de 1992,
- la surveillance des ouvrages et la gestion des événements,
- sur incident, le diagnostic, la relance et/ou la gestion du mode dégradé de l'ouvrage électrique,
- l'assistance à la conduite (manœuvres sur ordre du Chargé de Conduite),
- le respect de l'arrêté technique 2001 aux interfaces du RPT et des ouvrages électriques du Producteur et les relations avec les tiers.

La conduite des réseaux englobe notamment :

- la surveillance du réseau en temps réel,
- l'adaptation des schémas de réseau à la gestion des flux,
- la prise en compte des actions en lien avec la conduite des installations de production,
- les décisions relatives aux manœuvres sur les ouvrages électriques.

La conduite de la production englobe notamment :

- la gestion en temps réel de la production,
- la mise en œuvre des programmes de production,
- l'adaptation de l'Installation aux conditions du réseau (ajustements, consignes liées au réglage de la tension...).

Article 1.3 - Limites de propriété, d'exploitation et de conduite

[La limite de propriété HTB, HTA, BT, TBT doit en principe correspondre à la limite d'exploitation, la distinction doit être clarifiée le cas échéant et annexée aux Conventions d'Exploitation / Conduite des sites de production]

Les limites de propriété des ouvrages entre un Producteur et RTE sont définies dans la ou les Conventions de Raccordement des Installations. *[Elles seront détaillées dans un schéma inclus dans la ou les Conventions d'Exploitation / Conduite des sites]* Les limites d'exploitation et de conduite des ouvrages électriques des Installations entre l'Exploitant Producteur et RTE et tout particulièrement en ce qui concerne les organes de séparation sont détaillées dans la Convention d'Exploitation / Conduite du site. Cela concerne :

- Les circuits et appareillages haute tension (conducteurs, organes de coupure, organes de séparation, combinés de mesure...).
- Les équipements de contrôle commande (protection, automates...).
- Les services auxiliaires.
- Le comptage.
- La téléconduite (téléinformations, télécommandes...).

Article 1.4 - Acteurs

La désignation des acteurs est faite, conformément à l'UTE C 18-510 et au CGM.

1.4.1 Pour le Producteur

La désignation des acteurs en charge des Installations est faite par le Producteur ou son délégataire qu'il a contractuellement désigné pour assurer son exploitation.

- Un **Chargé d'Exploitation (CEX)** est désigné pour assurer l'exploitation d'une Installation. Ce dernier est dénommé dans les présentes Conditions Générales « Chargé d'Exploitation du Producteur ».
- Un **Chargé de Conduite de la Production (CCP)** est désigné pour assurer la conduite d'une Installation. Il est le correspondant de l'Interlocuteur Temps Réel (ITR) défini dans les « Exigences de sûreté relatives aux évolutions des mécanismes de programmation et d'ajustement » et désigné dans le dossier fourni par le Producteur en réponse à ces Exigences de sûreté. Il est dénommé dans la présente convention « Chargé de Conduite du Producteur ».

Les fonctions de CEX et de CCP peuvent être assurées par la même personne.

Sont éventuellement désignés au cas par cas :

- Un **Chargé de Consignation électrique**, dénommé « Chargé de Consignation du Producteur ».
- Du personnel de manœuvres.

1.4.2 Pour RTE

Deux entités différentes assurent, par délégation, l'une, l'exploitation des ouvrages du RPT et l'autre, la conduite du RPT.

- L'entité qui assure l'exploitation des ouvrages du RPT est dénommée « GET » dans les présentes Conditions Générales
- L'entité qui assure la conduite et la gestion du système électrique est dénommée « Unité Régionale Système Electrique » ou « URSE ».

Chargé d'Exploitation (CEX) :

Le directeur de GET désigne un Chargé d'Exploitation qui assure l'exploitation des ouvrages du RPT. Il est dénommé « Chargé d'Exploitation de RTE » dans les présentes Conditions Générales.

Chargé de Conduite (CCO) :

Le directeur de l'URSE désigne un Chargé de Conduite du RPT au sein du Dispatching. Il est dénommé « Chargé de Conduite de RTE » les présentes Conditions Générales.

Chargé de Consignation électrique (CdC) :

Le Chargé d'Exploitation de RTE désigne un Chargé de Consignation électrique. Il est dénommé « Chargé de Consignation de RTE » dans la suite les présentes Conditions Générales.

Personnel de Manœuvres (PdM) :

Les personnels de manœuvres sont des agents désignés par le CEX.

Chargé d'Exploitation sur les points frontières (CEF) :

Dans le cas d'opérations Haute Tension et/ou Basse Tension concernant des ouvrages placés sous la responsabilité de plusieurs Chargés d'Exploitation, les Employeurs délégataires désignent un Chargé d'Exploitation sur les points frontières au sein d'une des deux Parties.

En fonction de la localisation des opérations, les Conventions d'Exploitation / Conduite des sites précisent l'entité préférentiellement retenue, au sein de laquelle est désigné le CEF.

1.4.3 Désignation des acteurs

Les Conventions d'Exploitation / Conduite des sites indiquent les titres et coordonnées des acteurs assumant les responsabilités ci-dessus définies. Elles précisent également, pour chaque Partie, les coordonnées de l'interlocuteur responsable de la mise à jour de ces mêmes annexes.

1.4.4 Mise à jour des coordonnées des acteurs

La liste des acteurs est tenue à jour au siège de l'entité en charge de l'exploitation de chaque Partie. Elle est mise à disposition, en tant que de besoin, par cette entité auprès de l'autre entité.

En cas de mise à jour, la Partie qui en est à l'origine informe l'interlocuteur de l'autre Partie chargé de la mise à jour, par courrier électronique ou télécopie. A réception de cette information, chaque Partie modifie l'annexe de la Convention d'Exploitation / Conduite en sa possession.

Cette liste est communiquée a minima annuellement à l'occasion de rencontre locale entre les Parties.

Article 1.5 - Modalités générales d'information mutuelle

Selon la nature de l'information échangée, tout échange s'effectue :

- Pour l'exploitation, par :
 - Communication répétée enregistrée (CRE) à défaut de dispositions particulières prévues dans les présentes Conditions Générales,
 - Message collationné (MC) tel que défini dans l'UTE C18-510,
 - Télécopie, au besoin confirmée par lettre recommandée avec demande d'avis de réception.
- Pour la conduite, par :
 - Simple communication téléphonique à défaut de dispositions particulières prévues dans les présentes Conditions Générales,
 - Communication répétée enregistrée (CRE),
 - Message collationné (MC) tel que défini dans l'UTE C18-510,
 - Télécopie, au besoin confirmée par lettre recommandée avec demande d'avis de réception,
 - Système d'Alerte et de Sauvegarde (SAS).

La date et l'heure de transmission de l'information sont celles de l'accusé de réception de la télécopie ou celles indiquées dans le message collationné.

Article 1.6 - Enregistrements téléphoniques

RTE enregistre les conversations téléphoniques aboutissant aux postes téléphoniques des salles de commande de ses centres de conduite afin de permettre toute écoute ultérieure d'une conversation donnée et de vérifier les ordres ou informations échangés.

Le Producteur procédera à l'enregistrement des conversations téléphoniques aboutissant aux postes téléphoniques des salles de commande de ses centres de conduite afin de permettre toute écoute ultérieure d'une conversation donnée et de vérifier les ordres ou informations échangés.

Les informations recueillies sont conservées pendant 2 mois et ne peuvent être communiquées qu'aux personnes ayant reçu la mission de contrôle des communications téléphoniques enregistrées (responsables hiérarchiques des deux Parties, organes d'inspection internes à chacune des deux Parties, missions de contrôle diligentées par l'administration).

Les personnes dont les conversations téléphoniques sont enregistrées, bénéficient, en vertu des articles 34 et suivants de la loi n° 78-17 du 6 janvier 1978 modifiée relative à l'informatique, aux fichiers et aux libertés, du droit d'obtenir communication des données enregistrées et, le cas échéant, du droit d'obtenir rectification de celles-ci en cas d'erreur d'enregistrement. Ces droits peuvent être exercés auprès du Dispatching appelé qui communique les données enregistrées dans un délai de 8 jours.

Pendant toute la durée Conventions d'Exploitation / Conduite des sites et préalablement à tout échange téléphonique, le Producteur s'engage à informer, par note de service ou note individuelle, son personnel dont les conversations téléphoniques sont susceptibles d'être enregistrées, des dispositions ci-dessus, conformément aux articles L1222-4 et L. 2323-32 du Code du travail.

Il est en outre rappelé que, conformément aux recommandations de la CNIL, les salariés doivent pouvoir disposer de lignes non connectées au dispositif d'écoute et ce notamment pour leurs conversations passées à titre privé.

Concernant les conditions d'utilisation des enregistrements, toute analyse d'évènement ou incident qui motive l'écoute d'un enregistrement téléphonique doit être faite de manière concertée entre les deux Parties.

Article 1.7 - Gestion des accès - circulation dans les sites

Le personnel de RTE, le personnel de l'Exploitant Producteur ou le personnel d'entreprises travaillant pour le compte d'une des Parties peuvent avoir à pénétrer, pour des raisons bien identifiées, dans les sites ou dans les Installations de l'autre Partie.

La gestion des accès aux ouvrages électriques se fait conformément à l'UTE C18-510 par la délivrance des autorisations d'accès appropriées établies par :

- Le Chargé d'Exploitation de chacun des ouvrages électriques, et éventuellement,
- Le Chargé d'Exploitation en charge de la gestion des accès au site.

Chaque Partie s'engage à fournir ses exigences en ce qui concerne la sécurité des personnes et la protection de son site. Ces dernières sont précisées dans les Conventions d'Exploitation / Conduite des sites.

Il est notamment précisé les modalités d'accès pour le personnel RTE et pour le personnel du Producteur si ce dernier est amené à intervenir dans les installations de RTE.

Aucun travail sur un ouvrage électrique ou au voisinage d'un ouvrage normalement sous tension ne peut être entrepris sans l'accord du Chargé d'Exploitation dont dépend cet ouvrage.

Il est rappelé par ailleurs que :

- La surveillance des accès à un site (portails, portillons, voiries au sein du site...) et la vérification de leur fonctionnement, et de leur utilisation conforme, incombent à l'entité en charge de la gestion des accès à ce site.
- Le maintien en conformité de ces accès est de la responsabilité du propriétaire. A ce titre des échanges sont convenus entre propriétaire et l'entité chargée des accès au site.

Article 1.8 - Gestion des obligations d'Entreprise Utilisatrice

Dans le cadre des articles R237-1 à 237-28 du Code du Travail, créé par le décret n°92-158 du 20 février 1992, le Producteur et RTE peuvent être réciproquement Entreprise Extérieure et Entreprise Utilisatrice.

L'Entreprise Utilisatrice a en charge la coordination entre toutes les mesures de prévention des risques liés à l'interférence entre les activités, les installations et les matériels des différentes entreprises, y compris les risques électriques pour lesquels elle s'appuiera sur le(s) chargé(s) d'exploitation du (des) ouvrage(s) concerné(s).

A ce titre, un plan de prévention doit être réalisé. Il peut être annuel pour les opérations à caractère générique et répétitif.

Dans le cadre des articles R238-1 à 237-45 du Code du Travail, créé par le décret n°94-1159 du 26 décembre 1994, et dans le cas de travaux de réalisation commune, le Producteur et RTE peuvent convenir au préalable de la désignation d'un coordonnateur sécurité. Ceci est du ressort du maître d'ouvrage.

Les moyens relatifs à l'hygiène et à la sécurité liés au chantier sont mis à disposition par le maître d'ouvrage de réalisation. A ce titre, moyennant l'autorisation de son propriétaire, les moyens logistiques (téléphone, sanitaires...) existants peuvent être mis à disposition dans le cadre de travaux s'ils sont dimensionnés.

CHAPITRE 2 EXPLOITATION ET CONDUITE EN REGIME NORMAL

Article 2.1 - Fonctionnement des ouvrages électriques aux interfaces

Les principes de fonctionnement des équipements de RTE et du Producteur rencontrés aux interfaces utilisés pour l'élimination de défaut d'isolement et/ou la reprise de service figurent dans la ou les Convention(s) d'Exploitation / Conduite.

Article 2.2 - Echanges entre les Parties en temps réel

Le Chargé d'Exploitation du Producteur s'engage à pouvoir être contacté par téléphone en permanence, y compris le week-end et les jours fériés, avec un temps de réponse le plus court possible qui doit être, dans tous les cas, inférieur à 20 minutes.

Réciproquement, Le Chargé d'Exploitation du Producteur peut contacter en permanence le Chargé de Conduite de RTE avec un temps de réponse inférieur à 5 minutes ou le Chargé d'Exploitation de RTE avec un temps de réponse inférieur à 20 minutes.

En outre, les Parties disposent d'un télécopieur qui doit être en permanence en service, surveillé et relevé. Dès que l'une des Parties détecte un dysfonctionnement de son télécopieur, elle doit en avertir l'autre Partie. Une organisation de remplacement doit être mise en œuvre dans les délais les plus brefs.

Article 2.3 - Informations à échanger en prévisionnel

Des échanges doivent être établis entre RTE et le Producteur concernant la gestion en prévisionnel du Système, notamment afin d'optimiser et de fixer les périodes d'arrêt des Installations.

Ces échanges sont décrits dans les contrats relatifs à la Gestion Prévisionnelle ou du traitement des accords en amont du J-1.

Une fois le planning des arrêts établi, il est établi une « Note d'Information » (NI) qui comporte notamment le type d'impact.

En fonction de la nature et de la localisation des travaux réalisés lors de ces arrêts, le circuit de rédaction, de validation et de diffusion de la NI est détaillé dans la Convention d'Exploitation / Conduite.

Ces Notes d'Informations peuvent être de plusieurs ordres :

- NIP : Note d'Information Préalable,
- NITST : Note d'Information pour Travaux Sous Tension,
- NIPCCO : Note d'Information Préalable Contrôle Commande et autres Opérations (*Ex : interventions sur équipements Contrôle Commande ou Téléconduite, opérations au voisinage...*).

Article 2.4 - Opérations d'ordre électrique planifiées

2.4.1 Travaux sans séparation de réseau ou sans consignation de la liaison de raccordement

Le Producteur prend en charge l'ensemble des opérations relatives aux travaux à réaliser sur ses Installations. En cas de besoin, le Producteur peut solliciter le Dispatching pour effectuer, si les conditions techniques le permettent, une mise hors tension de la liaison RPT de raccordement d'alimentation électrique.

2.4.2 Travaux nécessitant une séparation de réseau

Séparer une Installation du réseau de transport consiste à effectuer, après un retrait de la conduite des réseaux, l'opération par laquelle les ouvrages électriques de l'Installation du Producteur concerné se trouvent électriquement séparés du réseau les alimentant, avec condamnation en position « ouvert » des appareils de séparation ou ouverture des ponts à condition que les caractéristiques du matériel assurant cette fonction répondent aux critères de séparation certaine.

Les conditions du régime de séparation permettent au Producteur de consigner ses propres ouvrages électriques sans obliger le Chargé d'Exploitation du réseau à consigner les siennes.

La procédure suivante est mise en œuvre :

1 Demande de séparation de réseau

Le Producteur doit adresser par lettre recommandée avec demande d'avis de réception ou par télécopie au service GP une demande de séparation de l'Installation. Cette demande devra être effectuée au plus tard 45 jours avant la date prévue pour la séparation de l'Installation. La demande de séparation devra préciser les zones d'intervention telles que définies dans la Convention d'Exploitation / Conduite du site.

Pour les travaux de réparation d'ouvrages suite à avarie ou ceux nécessitant une intervention urgente, le Producteur formulera sa demande téléphoniquement et confirmera par télécopie sa demande au service GP de l'URSE, avec copie au GET.

Le Service GP de l'URSE confirme au Producteur, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception ou par télécopie, la faisabilité de la séparation de l'Installation au plus tard 15 jours avant la date de la séparation de l'Installation.

Une note d'information préalable (NIP) est établie par RTE pour préciser les modalités de cette opération au plus tard 7 jours avant la date de séparation de l'Installation

Avant le début de l'exécution de la séparation de l'Installation, le Chargé d'Exploitation du Producteur doit en confirmer la demande au Chargé d'Exploitation de RTE, par écrit ou par message collationné.

2 Séparation d'un ouvrage de raccordement du RPT ou d'un élément de cet ouvrage du reste du RPT

Il est ensuite procédé à la séparation selon les étapes prévues par l'UTE C 18-510 et les dispositions suivantes.

Les Parties s'interdisent de travailler sur les appareils réalisant la séparation lorsqu'ils assurent cette fonction. Les appareils de séparation sont précisés dans la Convention d'Exploitation / Conduite du site.

Après réalisation des opérations décrites précédemment, l'agent désigné par le Chargé d'Exploitation de RTE délivre l'attestation de séparation du réseau au Chargé de Consignation du Producteur.

L'attestation de séparation du réseau n'est pas une attestation de première étape de consignation et n'autorise pas la réalisation des travaux.

Les travaux ne peuvent pas démarrer tant que le Chargé de Consignation du Producteur n'a pas délivré les autorisations d'accès appropriées (attestation de consignation, autorisation de travail,...) aux différents intervenants.

3 Demande de fin de séparation de réseau

A la fin des travaux et avant de retrouver la situation normale d'exploitation, le Chargé de Consignation du Producteur doit informer par écrit ou par message collationné le Chargé d'Exploitation de RTE de la demande de fin de séparation de réseau. Il restitue l'attestation délivrée précédemment.

Le Chargé d'Exploitation de RTE est alors autorisé à initialiser les opérations en vue de la reprise de service des ouvrages précédemment séparés du réseau.

2.4.3 Travaux nécessitant une consignation

Conformément à l'article 18 du Cahier des charges de la concession au RPT, RTE peut, lorsque des contraintes techniques l'imposent, interrompre le service en vue d'assurer le développement, l'exploitation et l'entretien du RPT dont les réparations urgentes de son matériel.

Dans ce cas, après information du Producteur par le Service GP d'une indisponibilité programmée, il est procédé selon les étapes prévues par l'UTE C 18-510 et le CGM.

Pour certains cas particuliers d'interventions sur le RPT, le Chargé d'Exploitation du Producteur doit réaliser des opérations de consignation - déconsignation précisées dans la Convention d'Exploitation / Conduite du site. Ces opérations font l'objet d'un message collationné.

De manière générale, afin d'optimiser les ressources à mobiliser :

- Dans le cas de travaux effectués au point frontière, hors appareil de séparation ou portique, le (les) Chargé(s) de Consignation est (sont) préférentiellement désigné(s) dans l'(les) entité(s) en charge de l'exploitation de l'ouvrage objet des travaux.

Le recours à deux CdC sur un ouvrage frontière est possible dès lors qu'il existe un appareil de séparation au point frontière.

Dans ce cas, une coordination entre CdC est établie en vue de procéder à la consignation de chaque partie d'ouvrage et il sera alors procédé à une double condamnation de l'appareil de séparation par les deux CdC (pose d'un cadenas par chacun des CdC).

En dehors de cette configuration, un unique CdC sera désigné, avec recours à un PdM à l'autre extrémité.

- Dans le cas de travaux effectués au point frontière, uniquement sur l'appareil de séparation ou le portique, le Chargé de Consignation est préférentiellement désigné dans l'entité en charge de son exploitation,

- Dans le cas de travaux effectués au point frontière sur l'appareil de séparation ou le portique et sur un ouvrage exploité par la même entité, le Chargé de Consignation est préférentiellement désigné au sein de cette entité.
- Dans le cas de travaux effectués au point frontière sur l'appareil de séparation ou le portique et sur un ouvrage exploité par l'autre entité, le Chargé de Consignation est préférentiellement désigné au sein de l'une ou l'autre entité.

Une note d'information préalable (NIP) unique sera établie par l'Employeur délégataire du Chargé d'Exploitation sur les points frontières, éventuellement covalidée par l'autre Partie, et diffusée à l'ensemble des acteurs concernés.

Le Retrait De la Conduite des Réseaux (RDCR) de chaque partie d'ouvrage est notifié par leur Chargé de Conduite respectif auprès d'un seul Chargé d'Exploitation, le Chargé d'Exploitation sur les points frontières.

- Le Retrait De la Conduite des Réseaux de l'Installation du Producteur est prononcé par le Chargé de Conduite du Producteur,
- Le Retrait De la Conduite des Réseaux de la liaison d'alimentation associé au poste RTE est prononcé par le Chargé de Conduite RTE,
- Ces retraits sont prononcés à un Chargé d'Exploitation sur les points frontières, qui sera de préférence le Chargé d'Exploitation RTE.

Le Chargé d'Exploitation sur les points frontières notifie ensuite les retraits de la conduite des réseaux au(x) Chargé(s) de Consignation concerné(s).

Article 2.5 - Essai avec alimentation par le RPT d'ouvrages et appareillages neufs ou modifiés dans les Installations.

Avant la première mise sous tension par le RPT d'ouvrages neufs ou modifiés dans les Installations, le Chargé d'Exploitation du Producteur remet à RTE les documents suivants :

- Une note descriptive des ouvrages devant être mis sous tension par le RPT ;
- Un programme de mise sous tension avec alimentation normale (comprenant la procédure d'essais pour ses propres Installations).

Ces documents sont adressés par lettre recommandée avec demande d'avis de réception au service GP de l'URSE, pour vérification de la conformité des modifications des Installations au fonctionnement du RPT, au minimum 45 jours avant la date prévue pour la mise sous tension par le RPT.

Le service GP de l'URSE transmet sa réponse au Producteur dans un délai maximum de 15 jours avant la date prévue pour la mise sous tension par le réseau.

Article 2.6 - Modification des programmes de production et de réglage de fréquence des Installations

L'URSE peut, dans le cadre de l'exploitation du système électrique, demander au Producteur la baisse ou la hausse de la production des Installations ainsi que la modification de leurs contributions aux réserves primaire et secondaire de fréquence.

Pour les Installations rattachées à un périmètre d'ajustement, la demande est réalisée sous la forme d'un Ordre d'ajustement dans le cadre des Règles relatives au Mécanisme d'Ajustement. Selon les dispositions prévues au Code de Dialogue mentionné dans l'Annexe documentaire (Annexe 1), le Chargé de Conduite de RTE transmet la demande d'ajustement au Receveur d'Ordre.

Ces échanges téléphoniques font l'objet de Communications Répétées Enregistrées.

Article 2.7 - Modification des performances attendues par RTE en matière de réglage des protections

Les performances attendues par RTE et retenues au moment de la signature de la présente Convention, en ce qui concerne les « protections réseau¹ » et les « protections d'exploitation² » des Installations du Producteur sont définies dans la ou les Conventions d'Engagement de Performances des Installations. Toute modification du système de protection ou des équipements susceptible de modifier les performances des Installations ne peut intervenir qu'après consultation de RTE qui peut demander toutes les justifications utiles.

Lors d'une modification de la configuration du RPT ou de son mode d'exploitation, RTE se réserve le droit de demander une modification de ces performances dans des plages de réglage convenues en amont avec le Producteur ou après consultation de ce dernier.

Sauf accord de RTE, le Producteur est tenu de les mettre en œuvre dans un délai maximal de 7 jours à compter de la notification qui lui est faite par message collationné ou par télécopie.

La demande est faite :

- Par le Dispatching pour les protections d'exploitation et le réglage de la tension.
- Par le Chargé d'Exploitation de RTE pour les protections réseau.

Ces opérations peuvent faire l'objet d'une NI.

Toutefois, dans certaines situations d'incidents sur le réseau amont, pour certaines protections d'exploitation installées chez le Producteur, l'URSE se réserve le droit de faire la demande de modification des performances par message collationné. Le délai maximal de mise en œuvre de ces modifications sera précisé dans la demande et noté sur le message collationné.

Article 2.8 - Modalités de participation aux Services Système

Dans le cas où le Responsable de Programmation, désigné par le Producteur dans son CART, a signé un Contrat de Participation aux Services Système, ce sont les dispositions de ce dernier qui s'appliquent :

- A la place des modalités de participation au réglage de la fréquence ainsi qu'aux modalités de contrôle, décrites au paragraphe 2.8.1 et dans le chapitre 4 des présentes Conditions Générales,
- En complément aux modalités de participation au réglage de la tension, décrites au paragraphe 2.8.2.

¹ « Protection réseau » pour l'élimination des défauts d'isolement sur les ouvrages du RPT (ex : Protection homopolaire des transformateurs)

² ex : Protections fréquentométriques

2.8.1 Modalités de participation au réglage de la fréquence

Afin d'assurer en permanence l'équilibre entre la production et la consommation d'énergie électrique, RTE prescrit et utilise les réserves de puissance active nécessaires aux Réglages Primaire et Secondaire de la fréquence.

Les Installations qui disposent des capacités constructives nécessaires, participent au réglage de la fréquence dès lors qu'elles injectent de l'énergie sur le réseau, en fournissant les contributions aux réserves primaire et secondaire requises par RTE. Ces dernières sont prescrites par Installation sous la forme d'une valeur minimale de contribution à chacune des réserves, en % de la puissance active produite par Installation.

Ces valeurs minimales sont définies en répartissant le volume annuel de réserve nécessaire à RTE pour assurer la sûreté du système, entre les différentes Installations disposant des capacités constructives à participer au réglage considéré, au prorata de leur production annuelle.

A la date de publication des présentes Conditions Générales, ces valeurs minimales de contribution aux réserves sont respectivement égales à 1,3% et 1,4% de la puissance active produite par Installation pour les réserves primaire et secondaire. Ces valeurs sont recalculées périodiquement par RTE selon la méthode décrite à l'alinéa précédent. Si elles s'écartent de plus de 5% par rapport aux valeurs en vigueur, ces nouvelles valeurs deviennent applicables après notification par RTE au Producteur.

2.8.2 Modalités de participation au réglage de la tension

Le Producteur participe au réglage de la tension en mettant à la disposition de RTE les pleines capacités de fourniture et de d'absorption de réactif de ses Installations, lorsque ces dernières sont couplées au réseau. Les capacités de fourniture et d'absorption de réactif sont définies à partir des diagrammes U/Q déclarés par le Producteur dans le cadre de la Convention d'Engagement de Performances ou du Contrat de Participation aux Services Système.

Modification de la prise du transformateur

En concertation avec le Producteur, la prise du transformateur-élévateur est modifiable à la demande de l'URSE, dans les plages spécifiées dans la Convention d'Engagement de Performances, sur notification avec un préavis minimal de 7 jours avant sa mise en œuvre, à l'occasion d'un arrêt déjà programmé. La demande fait l'objet de l'envoi d'une télécopie.

Fonctionnement en réglage primaire de tension

Les Installations participent au réglage primaire de la tension, dès lors qu'elle sont couplées.

Les consignes en tension et/ou en réactif au point de livraison sont modifiables à la demande du Dispatching, dans les plages spécifiées dans la ou les Conventions d'Engagement des Performances des Installations, sur notification et avec un préavis minimal précisé dans les Conventions d'Exploitation / Conduite des sites avant leur mise en œuvre. Les modalités de transmission de la demande de modification de la consigne sont également précisées dans les Conventions d'Exploitation / Conduite des sites.

Fonctionnement en RST [le cas échéant en RSCT]

Pour les Installations ayant les capacités constructives à participer au réglage secondaire de tension, RTE décide de l'affectation des Installations au RST [RSCT], en fonction des impératifs de Sûreté du Système Electrique. Il peut modifier cette affectation. Dans ce cas, il notifie au Producteur les modifications de l'affectation avec un préavis de trois mois.

Le Chargé de Conduite de RTE peut demander au Chargé de Conduite du Producteur le fonctionnement en/hors RST [RSCT] des Installations affectées à ce réglage. Pour ce faire, il leur envoie un ordre de fonctionnement en en/hors RST, suivant les modalités précisées dans les Conventions d'Exploitation / Conduite des sites.

Fonctionnement en compensateur synchrone

Pour les Installations ayant les capacités constructives à fonctionner en compensateur synchrone, le Chargé de Conduite de RTE peut demander au Chargé de Conduite du Producteur le démarrage/arrêt du fonctionnement en compensateur synchrone des Installations disposant des capacités constructives nécessaires. Pour ce faire, le Chargé de Conduite de RTE agira suivant les modalités précisées dans les Conventions d'Exploitation / Conduite des sites..

Article 2.9 - Redéclaration des performances et contraintes techniques

Le Receveur d'Ordre transmet au Chargé de Conduite de RTE les redéclarations de performances et contraintes techniques hors guichets prévues dans les Règles relatives à la Programmation, dès lors qu'il en a connaissance. Ces échanges téléphoniques font l'objet de Communications Répétées Enregistrées.

Article 2.10 - Autres échanges d'informations

Afin d'assurer la sûreté de fonctionnement du système électrique, RTE doit avoir une bonne connaissance de l'état de ce système grâce aux télémesures et téléinformations des Installations. Le Producteur met à disposition de RTE ces informations décrites dans la Convention d'Engagement de Performances.

CHAPITRE 3 EXPLOITATION ET CONDUITE EN REGIME D'INCIDENT

Dans le cas où il existerait un Centre de Conduite centralisé de la Production (CCP) et que les Installations de Production rattachées disposent d'équipes de conduite sur site, le Chargé de Conduite RTE pourra, en régime d'incident et en cas d'urgence, transmettre des ordres directement au Chargé de Conduite du Producteur sans passer par le Receveur d'Ordre.

Dans cette situation, le Chargé de Conduite du Producteur suit les ordres du Chargé de Conduite RTE et non plus son programme.

Article 3.1 - Manœuvres d'urgence

En cas de danger ou de risques immédiats vis à vis de la sécurité des personnes, les manœuvres d'urgence destinées à mettre hors tension un ouvrage électrique sont réalisées sans préavis par du personnel qualifié, conformément à l'UTE C18-510, ainsi qu'au CGM.

Ces manœuvres peuvent être exécutées à partir de tous les lieux de commande par ce personnel.

Le Chargé d'Exploitation ou le Chargé de Conduite de RTE peut demander par téléphone au Chargé d'Exploitation du Producteur, la réalisation immédiate et inconditionnelle de manœuvres urgentes en vue de supprimer l'apport électrique de l'Installation à l'ouvrage électrique.

Inversement, pour les mêmes raisons et dans les mêmes conditions, le Chargé d'Exploitation du Producteur ou le Chargé de Conduite du Producteur peut demander une manœuvre d'urgence au Chargé d'Exploitation ou Chargé de Conduite de RTE.

Les manœuvres réalisées sont confirmées a posteriori par télécopie dans un délai maximal de 24 heures. A la suite de ces manœuvres, un retour d'expérience peut être fait entre les deux Parties.

Article 3.2 - Retrait Impératif Immédiat (RII)

En présence d'un risque que l'Employeur RTE ou Producteur juge inacceptable et imminent pour les personnes et/ou les biens, le Retrait Impératif Immédiat d'une liaison de raccordement est imposé par son Chargé d'Exploitation - sur décision de son Employeur ou de son représentant - à son Chargé de Conduite.

Dès l'imposition du Retrait Impératif Immédiat, le Chargé de Conduite engage les actions permettant de notifier le retrait de la conduite des réseaux de la liaison et de procéder à sa mise hors tension dans les meilleurs délais..

Article 3.3 - Retrait Urgent (RU) et Travaux Urgents

En présence :

- d'un risque que RTE juge inacceptable dans le temps mais non imminent pour les personnes et/ou les biens,
- de Travaux Urgents identifiés par le Producteur (travaux de réparation d'une Installation nécessitant une intervention urgente...),

le Retrait Urgent d'une liaison de raccordement est imposé - sous réserve que l'exécution du RU n'entraîne pas pour l'autre Partie un risque inacceptable et imminent pour les personnes et/ou les biens - par son Chargé d'Exploitation, sur décision de son Employeur ou de son représentant, au Chargé de Conduite de l'ouvrage concerné.

Il est obligatoirement associé à un délai d'obtention qui est au maximum d'un mois. Ce délai est négocié entre les Employeurs, ou leur représentant, en tenant compte du risque détecté et de la date limite à laquelle ils estiment que ce risque présente un caractère inacceptable et imminent.

Si aucune date n'est trouvée dans la période imposée et dès lors que le risque identifié perdure et que son caractère inacceptable est confirmé par l'Employeur ou son représentant, la procédure de Retrait Impératif Immédiat est mise en œuvre à l'issue du délai.

Echanges

RTE vers Producteur :

Les différents échanges sont formalisés au travers de messages collationnés (MC).

Producteur vers RTE :

Le Producteur formulera sa demande téléphoniquement et confirmera par télécopie sa demande :

- au Service GP si la demande est connue avant le jeudi 12h00 de la semaine S-1, passé ce délai :
- au Service Conduite <<J-1 réseau>> jusqu'à l'Heure Limite d'Accès au Réseau,
- à l'ingénieur d'Exploitation Conduite (IEC) du Dispatching après l'Heure Limite d'Accès au Réseau.

Article 3.4 - Procédures en fonction des incidents

3.4.1 Principes généraux

Dès le début d'un incident impliquant RTE et le Producteur, il est nécessaire de désigner un coordonnateur (généralement URSE) auquel seront remontées toutes les informations en vue d'organiser et d'optimiser la résolution de l'incident.

Sur demande de la Conduite Producteur, l'URSE fournit toute information à sa disposition relative à l'incident comme sa localisation, son étendue et la durée prévisible de l'éventuelle coupure.

La Conduite Producteur informe l'URSE de tout incident sur son ou ses Installations pouvant avoir un impact sur le RPT.

Sur demande de l'URSE, la Conduite Producteur fournit toutes les informations nécessaires pour faciliter la reprise de service et/ou réduire la durée de l'incident.

3.4.2 Manque de tension sur le RPT au point de livraison

Après tout manque de tension affectant les ouvrages RPT raccordant une Installation, la tension est susceptible de réapparaître sans préavis au point de livraison par suite du fonctionnement d'automates

équipant le RPT ou par suite de manœuvres effectuées par RTE en amont du point de raccordement du Producteur.

Il appartient au Producteur de se prémunir de ces retours inopinés de la tension et d'informer RTE des dispositifs spécifiques mis en œuvre.

Dans tous les cas (perturbation ou manque de tension), l'interlocuteur du Producteur est le Chargé de Conduite de RTE (Dispatching).

Chaque Partie s'engage, en tant que de besoin, à contribuer à l'analyse des incidents impactant l'autre Partie.

➤ **Cas d'un défaut fugitif sur la liaison de raccordement (RPT)**

Après tout Manque de tension d'une durée inférieure à 3 minutes, le Chargé d'Exploitation du Producteur peut réalimenter la totalité d'une Installation.

Pour les groupes non équipés de dispositif de reprise de service automatique, les manœuvres de procédure de couplage sont réalisées conformément aux dispositions prévues à l'article 3.4.3 des présentes Conditions Générales.

➤ **Cas d'un déclenchement définitif sur la liaison de raccordement (RPT)**

Après tout Manque de tension d'une durée supérieure à 3 minutes, le Chargé d'Exploitation de RTE et le Chargé d'Exploitation du Producteur procèdent à un diagnostic de leurs installations respectives afin de localiser le défaut.

Le diagnostic identifie soit un déclenchement définitif sans cause identifiée, soit un défaut permanent (ruine de pylône, arbre...):

Déclenchement définitif sans cause identifiée :

Au vu de ce diagnostic, le Chargé d'Exploitation de RTE et le Chargé d'Exploitation du Producteur déterminent les conditions de Renvoi de tension pour assurer la sécurité des personnes et des biens.

Sur l'ouvrage ou la partie d'ouvrage dont il a la responsabilité, chaque Chargé d'Exploitation communique à son Chargé de Conduite l'autorisation de Renvoi Manuel de Tension, conformément aux procédures en vigueur au sein de chacune des Parties.

Il est à noter qu'un échange d'informations est nécessaire entre les Chargés d'Exploitation,

Sous pilotage RTE, les Chargés de Conduite conviennent des modalités de mise en œuvre de l'exécution du Renvoi Manuel de Tension sur la liaison de raccordement.

Défaut permanent :

L'identification d'un défaut permanent peut nécessiter un Retrait Impératif Immédiat (Article 3.3).

Le délai de réalisation des manœuvres et consignations des organes de séparation de l'Installation avec condamnation si besoin doit être inférieur à 2 heures.

Ces échanges téléphoniques font l'objet de Messages Collationnés (MC).

Ce n'est qu'après le constat du retour de la tension sur les ouvrages de raccordement que les manœuvres de procédure de couplage sont réalisées conformément aux dispositions prévues à l'article 3.4.3 des présentes Conditions Générales.

3.4.3 Recouplage d'un Groupe de Production suite à aléa

Dans le cas de groupes non équipés de dispositifs de reprise de service automatique (groupes thermiques, nucléaires...), suite à un Manque de tension ou à un arrêt fortuit d'un Groupe de Production, le Chargé de Conduite du Producteur contacte le Chargé de Conduite de RTE par téléphone, avant le couplage de son groupe, pour savoir si le RPT peut accueillir l'injection ou le soutirage de puissance.

Après prise en compte de cette demande, le Chargé de Conduite de RTE indique dans un délai de 5 minutes si le RPT peut accepter le couplage du Groupe de Production.

Le Chargé de Conduite de RTE avertit alors le Receveur d'Ordre qui va procéder au recouplage du Groupe de Production et à son retour au programme prévu.

Ces échanges téléphoniques font l'objet de Communications Répétées Enregistrées.

3.4.4 Reconstitution du réseau

A la suite d'un incident de grande ampleur ayant conduit à une mise hors tension partielle ou totale du RPT, le Chargé de Conduite de RTE peut demander le couplage rapide des Installations mises en disponibilité dans cette situation de reconstitution du réseau.

Les modalités opérationnelles sont détaillées dans les RGE SAS, pour les Installations disposant des capacités constructives à participer à la reconstitution du réseau.

3.4.5 Réseau séparé fortuit

A la suite d'un incident sur le RPT, une partie de celui-ci peut se retrouver en réseau séparé fortuit. Dans cette situation, des Installations peuvent alimenter, par l'intermédiaire d'ouvrages du RPT, d'autres utilisateurs raccordés à ce réseau séparé.

Après analyse, RTE peut viabiliser, mettre hors tension ou reconnecter ce réseau séparé au reste du RPT. A cette fin, le Chargé de Conduite RTE peut :

- Demander des modifications de puissance des Installations,
- Demander des modifications de réactif des Installations,
- Désigner un groupe « pilote de la fréquence » du réseau séparé,
- Demander la déconnexion des Installations et leur mise en disponibilité en vue d'un recouplage rapide.

Les modalités opérationnelles sont détaillées dans les RGE SAS.

3.4.6 Modification du programme de production après un incident

Après un incident, pour rétablir la situation ou éviter des dégradations supplémentaires du système électrique, le Chargé de Conduite de RTE peut demander au Producteur, la baisse ou la hausse de la production des Installations, leur déconnexion et leur mise en disponibilité en vue d'un recouplage rapide, ainsi que la modification de leur contributions aux réserves primaire et secondaire de fréquence.

Les modalités opérationnelles sont détaillées dans les RGE SAS.

3.4.7 Perte des téléinformations

Le Dispatching reçoit les téléinformations prévues au titre des Conventions d'Engagement de Performances des Installations.

Indisponibilité planifiée de téléinformations :

Si une coupure des téléinformations pour opération de maintenance est prévue par le Producteur, celui-ci prévient le Dispatching ou le Service GP de RTE par télécopie, si possible 3 mois, et à minima 7 jours, avant le début de la date prévue pour l'opération de maintenance.

Pendant la période d'indisponibilité, il alerte le Chargé de Conduite de RTE sans délai de tout changement d'état qui pourrait avoir un impact sur la conduite des réseaux (ouverture ou fermeture d'un disjoncteur...).

Inversement s'il s'agit d'une intervention de RTE impliquant une coupure des téléinformations, le Chargé de Conduite de RTE demande au Producteur d'effectuer une surveillance des Installations concernées et de l'alerter de tout changement d'état qui pourrait avoir un impact sur la conduite des réseaux.

Indisponibilité non planifiée de téléinformations :

Lorsqu'une ou plusieurs téléinformations sont hors service ou douteuses, le Chargé de Conduite de RTE demande au Chargé d'Exploitation du Producteur d'effectuer une surveillance permanente des Installations concernées et de l'alerter par téléphone dans les plus brefs délais de tout changement d'état qui pourrait avoir un impact sur la conduite des réseaux.

3.4.8 Utilisation du Système d'Alerte et de Sauvegarde

En situation critique ou dans certaines situations d'incidents du RPT, les règles qui sont en application en situation normale peuvent être suspendues par RTE et/ou complétées par l'émission d'ordres automatiques au moyen de l'outil SAS « système d'alerte et de sauvegarde ». Les modalités de mise en œuvre des actions relatives aux ordres de sauvegarde du SAS sont décrites dans les Règles Générales d'Exploitation du SAS (références mentionnées dans l'annexe documentaire : annexe 1). Ces ordres doivent être exécutés sans discussion et sans retard, dans la mesure où ils ne contreviennent pas aux obligations de sécurité vis-à-vis des personnes et des biens. L'exécution de ces ordres peut avoir pour conséquence de solliciter les performances de régime exceptionnel des groupes de production, pour une durée limitée prédéfinie.

Après un incident, pour rétablir la situation ou éviter des dégradations supplémentaires, RTE peut mettre en œuvre, à titre curatif, les parades suivantes : l'aménagement des plans de production, la restitution de consignation, l'annulation d'essais, la baisse de puissance ou la déconnexion des Installations et leur mise en disponibilité en vue d'un recouplage rapide.

Formation et évolution des Règles Générales d'Exploitation du SAS :

Les Parties s'engagent à former leur personnel à l'utilisation du dispositif SAS et à l'exécution des actions immédiates prévues dans le libellé des ordres transmis par cet outil et décrites dans les Règles Générales d'Exploitation du Système d'Alerte et de Sauvegarde.

Les documents relatifs au dispositif SAS et applicables à la date d'adhésion du Producteur aux présentes Conditions Générales sont mentionnés dans l'annexe documentaire (annexe 1).

Le Producteur s'engage à informer le Chargé de Conduite de RTE de toute évolution du traitement relatif aux ordres tels que définis dans les Règles Générales d'Exploitation du Système d'Alerte et de Sauvegarde.

Le Producteur désignera à la demande de RTE un ou plusieurs correspondants SAS.

Article 3.5 - Informations à échanger a posteriori

3.5.1 Perturbations du RPT qui ont eu un impact sur les Installations

En cas d'un manque de tension au point de livraison d'une durée supérieure ou égale à trois minutes (coupure longue), l'URSE communique au Producteur un compte rendu factuel envoyé au plus tard dans les deux jours ouvrés suivant la résolution de l'événement.

Sur demande adressée à l'URSE dans les 10 jours ouvrés, qui suivent la coupure longue, un rapport complémentaire est envoyé par télécopie et/ou courrier dans les 25 jours ouvrés qui suivent la demande.

3.5.2 Evénements sur les Installations qui ont eu un impact sur le RPT

RTE gère un dispositif de retour d'expérience de la « Sûreté de fonctionnement du système électrique » avec les utilisateurs du RPT. Le retour d'expérience est construit à partir d'événements analysés conjointement par RTE et le Producteur.

La détection et le classement ESS (Evénement Système Significatif) par RTE d'un événement concernant le Producteur peut conduire à une analyse, pilotée par l'URSE et à laquelle le Producteur ou son représentant sera associé.

Afin de contribuer à cette détection et classification, le Chargé d'Exploitation du Producteur communique à l'URSE un compte rendu factuel de l'incident (fonctionnement protections, organes manœuvrés, etc.) en cas de perturbations ayant eu un impact sur le RPT.

En cas d'impossibilité pour le Chargé d'Exploitation du Producteur de fournir ces renseignements, les téléinformations et les enregistrements de l'URSE font foi.

3.5.3 Evènements significatifs du Producteur

Les évènements significatifs relatifs à la sûreté des Installations du Producteur sont analysés conjointement par le Producteur et RTE, si ceux ci ont un impact sur le RPT.

3.5.4 Autres évènements

Pour les évènements non significatifs pour une Partie mais ayant des conséquences sur l'autre Partie, cette dernière peut demander à engager une analyse commune.

CHAPITRE 4 CONTROLES

RTE contrôle la fourniture effective de la contribution des Installations au réglage de la fréquence et au réglage de la tension suivant les modalités ci-après :

- Vérification initiale de conformité au moment du raccordement des Installations au RPT,
- Tests périodiques programmés et tests non programmés,
- Utilisation des informations mémorisées par RTE et obtenues à partir des comptages, des données échangées par les systèmes de téléajustage et de téléconduite,
- Utilisation au cas par cas de dispositifs d'instrumentation spécifiques.

Article 4.1 - Performances contrôlées et périmètre du contrôle

Les performances contrôlées, ainsi que les critères de contrôle associés, sont listés en Annexe 2.

Article 4.2 - Essais et campagnes de mesures

Dans le cadre du contrôle, chacune des Parties peut demander la réalisation d'essais ou de campagne de mesures spécifiques.

Pour de tels contrôles, les deux Parties s'accordent préalablement sur la méthode et le coût du contrôle avant sa mise en œuvre. A défaut d'un tel accord et à la demande d'une des deux Parties, le contrôle peut être effectué par un organisme indépendant. Les frais de contrôle sont à la charge du Producteur si l'on constate un écart par rapport à la performance attendue, ils sont à la charge de RTE dans le cas contraire.

Article 4.3 - Notification des Défaillances de Réglage

Le Producteur Notifie à RTE, dès qu'il en a connaissance, toute Défaillance de Réglage d'un Groupe de Production, dès lors que cette Défaillance de Réglage ne peut être résolue dans un délai inférieur à 24 h. La Notification précisera si cette Défaillance de Réglage conduit à la défaillance totale ou partielle du réglage considéré ainsi que la cause de cette Défaillance de Réglage. Le Producteur précise le Début de Défaillance s'il est antérieur à la date de Notification. Sinon, le Début de Défaillance est la date de Notification.

Suite à la réception d'une Notification par le Producteur d'une Défaillance de Réglage, RTE accuse réception de cette Notification dans un délai de 8 jours.

RTE Notifie, dès qu'il en a connaissance, au Producteur, les Défaillances de Réglage non Notifiées par le Producteur , en précisant :

- la nature des écarts de performances qu'il aura détectés lors de contrôles,
- la performance à l'origine de la Défaillance de Réglage,
- le début de Défaillance.

Le Producteur peut, à sa demande, accéder aux éléments utilisés par RTE pour constater cette Défaillance de Réglage.

Article 4.4 - Seuil de Notification

Les Défaillances de Réglage ne sont Notifiées au Producteur que si les écarts de performance détectés par RTE excèdent une marge d'erreur significative par rapport à la performance attendue. L'Annexe 2 précise les critères de contrôle et les seuils de Notification associés à chaque performance contrôlée. Elle précise de plus, pour certaines performances, un seuil d'alerte.

Les seuils de Notification et d'alerte intègrent :

- les imprécisions de calcul,
- les incertitudes de mesure,
- les imprécisions liées à l'échantillonnage et à la synchronisation des données,
- les imprécisions possibles des données déclaratives (Programme de Marche et contributions programmées).

Article 4.5 - Date Prévisionnelle de Mise en Conformité

4.5.1 Proposition du Producteur

Suite à la Notification d'une Défaillance de Réglage, le Producteur rétablit la conformité de la performance dans les meilleurs délais, dans les conditions définies dans le présent article.

Le Producteur Notifie la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité au plus tard un mois après la Notification de Défaillance de Réglage. Le Producteur indique, conjointement à sa Notification de Date Prévisionnelle de Mise en Conformité, si la Mise en Conformité nécessite l'arrêt du Groupe de Production. Si tel est le cas, la Mise en Conformité est réalisée en principe lors du prochain arrêt programmé, figurant au Planning de Référence prévu au Contrat de Gestion Prévisionnelle, dont la date de début et la durée sont compatibles avec la Mise en Conformité du Groupe de Production. Si le Producteur retient une autre date, il motive son choix dans la Notification. Dans le cas où la date de l'arrêt programmé, figurant au Planning de Référence, serait modifiée avec l'accord des deux Parties, alors le Producteur peut modifier la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité en conséquence.

4.5.2 Accord de RTE

RTE Notifie au Producteur son accord ou son désaccord sur la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité proposée, dans un délai de 8 jours. A défaut, RTE est réputé avoir donné son accord.

4.5.3 Modification

Le Producteur peut modifier la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité en cas de nécessité d'ordre technique. Il Notifie à RTE cette modification et sa justification.

Si la réalisation d'un essai sur le Groupe de Production, nécessaire au Producteur pour respecter la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité Notifiée à RTE, est différée par RTE, alors le Producteur peut modifier la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité pour prendre en compte ce report.

Article 4.6 - Mise en Conformité

Une fois la Mise en Conformité effectuée, le Producteur la Notifie à RTE, en indiquant notamment le jour de Mise en Conformité.

CHAPITRE 5 DISPOSITIONS DIVERSES

Article 5.1 - Responsabilité

Les Parties souscrivent auprès de compagnies d'assurances notoirement solvables, pour toute la durée d'exécution de la Convention d'Exploitation / Conduite une assurance responsabilité civile couvrant tous les dommages susceptibles de survenir à l'occasion de l'exécution de la Convention d'Exploitation / Conduite.

A la demande de l'une des Parties, l'autre Partie lui adresse, par tout moyen, l'attestation d'assurance correspondante qui doit mentionner notamment les garanties accordées et leurs limites.

Article 5.2 - Entrée en vigueur et durée d'une Convention d'Exploitation / Conduite d'un site

La Convention d'Exploitation / Conduite d'un site prend effet à la date de sa signature entre les Parties et s'applique pendant toute la durée du CART dans le cadre duquel elle est conclue.

Elle est conclue pour une durée indéterminée et peut être dénoncée, par l'une des Parties avec lettre recommandée avec un préavis de 3 mois.

A l'expiration de la Convention d'Exploitation / Conduite, il est procédé à la déconnexion des Installations.

Article 5.3 - Modification

Le texte des Conditions Générales ou de la trame-type de Convention d'Exploitation / Conduite, publiées dans la Documentation technique de référence de RTE, peut faire l'objet de révisions, en tant que de besoin, et selon les dispositions prévues par l'article 35 du cahier des charges portant concession à RTE EDF Transport SA du réseau public de transport d'électricité.

La révision des Conditions Générales ou de la trame-type de la Convention d'Exploitation / Conduite fait l'objet d'une concertation au sein du comité des Clients Utilisateurs du Réseau de Transport de l'Electricité (CURTE).

Toute révision des Conditions Générales ou de la Convention d'Exploitation / Conduite, notamment pour prendre en compte la publication par RTE d'une nouvelle version des Conditions Générales ou de la trame-type de Convention d'Exploitation / Conduite dans la Documentation technique de référence, fera l'objet d'un avenant signé entre les Parties.

Article 5.4 - Suspension et résiliation pour faute

Chacune des Parties peut suspendre ou résilier la Convention d'Exploitation / Conduite en cas de non-respect par l'autre Partie de ses obligations, et sans préjudice des dommages et intérêts qui pourraient lui être réclamés, après une mise en demeure restée infructueuse à l'issue d'un délai de 15 jours.

Toutefois, ce délai peut être réduit par la mise en demeure, en fonction de la nature de l'inexécution, notamment en cas d'atteinte à la sécurité des personnes et des biens. Dans cette hypothèse, le délai sera indiqué dans la mise en demeure qui sera adressée par télécopie et confirmée par lettre recommandée avec demande d'avis de réception.

En cas de suspension, ou de résiliation, il est procédé à la déconnexion des Installations.

Article 5.5 – Confidentialité

5.5.1 Nature des informations confidentielles

La confidentialité objet du présent article 5.5 concerne les informations confidentielles échangées entre les Parties dans le cadre d'une Convention d'Exploitation / Conduite d'un site.

En application de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 modifiée, RTE doit préserver la confidentialité des informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique dont la communication serait de nature à porter atteinte aux règles de concurrence libre et loyale et de non-discrimination imposées par la loi et dont la liste et les conditions sont fixées par le décret n° 2001-630 du 16 juillet 2001 modifié.

Pour les informations non visées par ce décret, chaque Partie détermine, par tout moyen à sa convenance, celles, de tout type et sur tout support, qu'elle considère comme confidentielles.

5.5.2 Contenu de l'obligation de confidentialité

Pour les informations confidentielles visées par le décret précité et conformément à son article 2-II, le Producteur peut autoriser RTE à communiquer à des tiers ces informations confidentielles si cette communication est nécessaire à l'exécution de la Convention d'Exploitation / Conduite.

Pour les informations confidentielles non visées par le décret précité, les Parties s'autorisent à communiquer à des tiers ces informations confidentielles si cette communication est nécessaire à l'exécution de la Convention d'Exploitation / Conduite..

Les Parties s'engagent à ce que les tiers, destinataires d'informations confidentielles dans les conditions ci-dessus, prennent les mêmes engagements de confidentialité que ceux définis au présent article. A ce titre, la Partie destinataire d'une information confidentielle s'engage à prendre, vis-à-vis de ses salariés, des sous-traitants, et de toute personne physique ou morale qu'elle mandate pour participer à l'exécution de la Convention d'Exploitation / Conduite, toutes les mesures utiles, notamment contractuelles, pour faire respecter par ceux-ci la confidentialité des informations dont ils pourraient avoir connaissance. Elle prend, en outre, toutes les dispositions utiles pour assurer la protection physique de ces informations, y compris lors de l'archivage de celles-ci.

Chaque Partie notifie par écrit, dans les plus brefs délais, à l'autre Partie toute violation ou présomption de violation des obligations découlant du présent article.

Les obligations résultant du présent article ne s'appliquent pas si la Partie destinataire d'une information confidentielle apporte la preuve que celle-ci, au moment de sa communication, était déjà accessible au public ou si la Partie destinataire apporte la preuve que depuis sa communication, cette information a été reçue par elle, d'un tiers, licitement, sans violation des dispositions du présent article.

5.5.3 Durée de l'obligation de confidentialité

Les Parties s'engagent à respecter le présent engagement de confidentialité pendant une durée de cinq ans après l'expiration ou la résiliation de la Convention d'Exploitation / Conduite.

Article 5.6 - Frais de timbre et d'enregistrement

Les conventions Exploitation / Conduite des sites de production sont dispensées de frais de timbre et d'enregistrement.

Les droits éventuels d'enregistrement et de timbre sont à la charge de celle des Parties qui a motivé leur perception.

Article 5.7 - Territorialité – Droit et langue applicables

Les Conventions d'Exploitation / Conduite des sites de productions sont applicables sur l'ensemble du territoire français métropolitain. Elles ne produisent pas d'effet dans les départements et territoires d'outre-mer et en Corse.

Les Conventions d'Exploitation Conduite sont régies par le droit français. Nonobstant toutes traductions qui pourraient en être faites, signées ou non, la langue faisant foi pour l'interprétation ou l'exécution des Conventions d'Exploitation / Conduite est le français.

Article 5.8 - Pièces annexées

Annexe 1 *Annexe Documentaire*

Annexe 2 *Performances mesurées par RTE et Seuils de Notification*

ANNEXE 1 : ANNEXE DOCUMENTAIRE

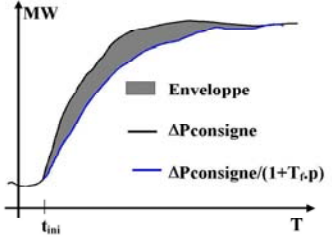
Il s'agit de préciser l'ensemble des documents applicables, auxquels certains articles renvoient.

Les versions en vigueur sont les dernières versions applicables

<i>Document</i>	<i>Référence</i>	<i>Indice</i>
<i>Code Général des Manœuvres des Réseaux Electriques - Ouvrages HT (document joint aux « annexes site »)</i>		<i>Edition Janvier 2001</i>
<i>Règles Générales d'Exploitation concernant l'exécution des ordres sauvegarde du Système Electrique transmis par les Dispatchings de RTE aux opérateurs de conduite</i>	<i>RGL - DPSAR-EM 08 452</i>	<i>1</i>
<i>Exigences de sûreté relatives aux évolutions des mécanismes de programmation et d'ajustement</i>		
<i>Code de Dialogue</i>		

ANNEXE 2 : PERFORMANCES MESUREES PAR RTE ET SEUILS DE NOTIFICATION

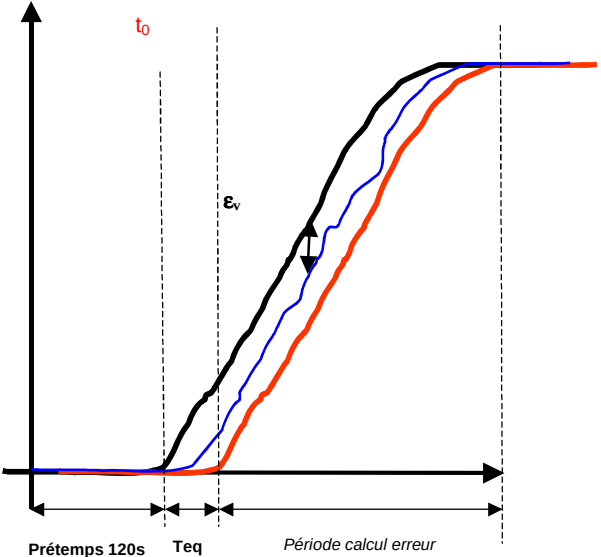
REGLAGE DE LA FREQUENCE

	Performance demandée par RTE au niveau des Groupes de Production	Critère de contrôle et Seuil à partir duquel l'écart est notifié	Précisions
Réglage primaire de fréquence			
F2	Maintien de la fourniture de puissance lors d'une excursion de fréquence Maintien de la fourniture de puissance pendant au moins 15 min lors d'une excursion de fréquence.	La performance est évaluée sur les deux cas usuels identifiés suivants : - Cas 1 : stimulus décrit dans le critère F4 - Cas 2 : excursion d'amplitude minimale de 50 mHz sur une durée minimale de 120 s (ex : enclenchements tarifaires). Critère de contrôle : Lors d'une variation de fréquence, soit $\Delta P_{\text{enveloppe}}$ l'enveloppe des deux réponses $\Delta P_{\text{consigne}}$ et $\Delta P_{\text{consigne}}(1+T_f.p)$ (cf. schéma ci-dessous), où T_f vaut 20 s pour les groupes thermiques et 100 s pour les groupes hydrauliques. $\Delta P_{\text{consigne}} = \min [K.(F(t)-F(t_{\text{ini}})), RP-K.(50- F(t_{\text{ini}}))]$  Pour l'hydraulique, l'effet du RSFP est pris en compte suivant la formule : $\Delta P_{\text{consigne}} = \min [K.(F(t)-F(t_{\text{ini}})) + Pr.(N(t)-N(t_{\text{ini}})), RP + RS - K.(50- F(t_{\text{ini}})) - Pr. N(t_{\text{ini}})]$. RP et RS (Pr est égal à RS) sont les réserves primaire et secondaire figurant au programme de marche. Lors d'une variation négative (resp. positive) de la fréquence, le groupe est en écart élémentaire si la réponse mesurée se situe en dessous (resp. au dessus) de l'enveloppe -q (resp. +q) pendant plus de 25 % du temps d'observation, q étant l'erreur liée à la quantification du signal de mesure. La période d'observation est comprise entre l'instant initial d'observation t_{ini} et $t_{\text{ini}} + 900s$ où t_{ini} est défini par : - Cas 1 : l'instant d'occurrence de la perturbation,	La réponse instantanée théorique attendue au titre du réglage primaire correspond à $K.\Delta f$ (K = gain de réglage primaire f/P) limitée à la hausse par la capacité de réglage primaire figurant au programme de marche du groupe en question (cette dernière reprenant les capacités déclarées par le responsable de programmation en J-1 ou en J) et sans limitation à la baisse pour un écart de fréquence inférieur à 200 mHz. Pour les groupes au fil de l'eau, la réponse est limitée à la baisse par la capacité de réglage primaire figurant au programme de marche du groupe en question. La valeur de K est la valeur convenue dans la Convention d'Engagement de Performances

		- Cas 2 : le dernier instant à 50 Hz précédant l'excursion de 50 mHz. Il y a Notification si le groupe est trouvé en écart élémentaire au moins trois fois sur une durée de 1 an. RTE peut alerter dès les premiers écarts élémentaires. Ce critère ne s'applique pas pendant les périodes suivantes : - fonctionnement en mode direct des groupes thermiques, - fonctionnement en RSFP pour le parc thermique, - fonctionnement en variation de charge.	
F3	Gain de réglage primaire f/P Gain mesuré conforme au gain convenu Le gain doit être tel que la contribution réellement mise à disposition de RTE doit pouvoir être libérée pour tout écart de fréquence d'amplitude ≥ 200 mHz	Définition de l'écart élémentaire: l'écart élémentaire est la différence algébrique entre la valeur convenue contractuellement (en MW/Hz) et la valeur estimée par RTE sur la base des mesures réalisées par RTE au point de livraison. L'écart élémentaire est positif lorsque la valeur calculée est plus petite que la valeur convenue contractuellement. Il y a Notification d'écart si le temps passé en écart élémentaire positif, d'amplitude supérieure à 20 % de la valeur convenue contractuellement, est supérieur à 10% du temps de fonctionnement en réglage primaire du Groupe de Production concerné sur la période d'observation. La période d'observation est comprise entre 1 à 6 mois et comprend plus de 200 heures de fonctionnement du groupe en réglage primaire (10 heures pour les TAC) et exclut les périodes où le groupe est en variation de charge. Pour les groupes asservis à l'ouverture, les écarts détectés par RTE sont signifiés, en première étape, sous forme d'alerte. Il y a Notification si les Parties confirment l'écart à la suite d'une analyse commune.	La valeur du gain K est la valeur convenue dans la Convention d'Engagement de Performances.
F4a	Dynamique de réponse attendue en réglage primaire (Groupes thermiques) La dynamique de la variation attendue en réglage primaire fréquence/puissance doit être au moins aussi rapide qu'une constante de temps de 20 s lorsque le groupe est en asservissement de puissance électrique.	Critère de contrôle : 1) Alerte L'alerte sera effectuée en utilisant l'outil CDP PROD. Le critère est contrôlé lors d'une variation de fréquence d'amplitude supérieure à 35 mHz et de pente minimale de 3,5 mHz/s. Sur cette variation de fréquence, soit $\Delta P_{\text{enveloppe}}$ l'enveloppe des deux réponses $\Delta P_{\text{consigne}}$ et $\Delta P_{\text{consigne}}/(1+T_f \cdot p)$, où T_f vaut 20 s. $\Delta P_{\text{consigne}} = \min [K \cdot (F(t) - F(t_{\text{ini}})), RP - K \cdot (50 - F(t_{\text{ini}}))]$. RP est la réserve primaire figurant au programme de marche. Lors d'une variation négative (resp. positive) de la fréquence, le groupe est en écart élémentaire si la réponse mesurée se situe en dessous (resp. au dessus) de l'enveloppe -q (resp. +q) pendant plus de 25 % du temps d'observation. La période d'observation est comprise entre l'instant initial d'observation t_{ini} et $t_{\text{ini}} + 120$s. t_{ini} est l'instant d'occurrence de la perturbation.	La réponse instantanée théorique attendue au titre du réglage primaire correspond à $K \cdot \Delta f$ (K = gain de réglage primaire f/P) limitée à la hausse par la capacité de réglage primaire figurant au programme de marche du groupe en question (cette dernière reprenant les capacités déclarées par le responsable de programmation en J-1 ou en J) et sans limitation à la baisse pour un écart de fréquence inférieur à 200 mHz. La valeur de K est la valeur convenue dans la Convention d'Engagement de Performances.

		q est l'erreur liée à la quantification du signal de mesure. Il y a alerte si le groupe est trouvé en écart élémentaire au moins trois fois sur une durée de 1 an. Ce critère ne s'applique pas pendant les périodes suivantes : - fonctionnement en mode direct, - fonctionnement en RSFP, - fonctionnement en variation de charge. 2) Notification La Notification a lieu si l'alerte est confirmée lors d'essais spécifiques. Lors d'une variation de fréquence constituée d'une rampe de $\Delta f = 50$ mHz en 10 s à la baisse suivie d'un régime stabilisé, la réserve primaire programmée étant supérieure à $K.\Delta f$, le groupe doit libérer : - 50 % de la variation attendue $K.\Delta f$ en 20 s - 90 % de la variation attendue $K.\Delta f$ en 60 s Les variations naturelles de fréquence qui peuvent apparaître pendant l'essai seront prises en compte pour l'évaluation de la réponse attendue.	
F4b	Dynamique de réponse attendue en réglage primaire (Groupes hydrauliques) La dynamique de la variation attendue en réglage primaire fréquence/puissance satisfait les deux exigences suivantes : 1) Sur tout type de sollicitation, la réponse du groupe doit être au moins aussi rapide qu'une constante de temps de 100s. 2) Sur une variation de fréquence identique à celle générée par la perte de 3000 MW dont le profil est décrit dans l'Operational Handbook de l'UCTE (Appendix 1, Load Frequency Control and performance, 1.9E, 16/06/2004), le groupe doit libérer :	1) Alerte L'alerte sera effectuée en utilisant l'outil CDP PROD. Le critère est contrôlé lors d'une variation de fréquence d'amplitude supérieure à 35 mHz et de pente minimale de 3,5 mHz/s. Sur cette variation de fréquence, soit $\Delta P_{\text{enveloppe}}$ l'enveloppe des deux réponses $\Delta P_{\text{consigne}}$ et $\Delta P_{\text{consigne}}/(1+T_f.p)$, où T_f vaut 100 s. $\Delta P_{\text{consigne}} = \min [K.(F(t)-F(t_{\text{ini}})), RP-K.(50- F(t_{\text{ini}}))]$ et RP est la réserve primaire programmée. L'effet du RSFP est pris en compte suivant la formule: $\Delta P_{\text{consigne}} = \min [K.(F(t)-F(t_{\text{ini}})) + Pr.(N(t)-N(t_{\text{ini}})), RP + RS - K.(50- F(t_{\text{ini}})) - Pr. N(t_{\text{ini}})]$ RP et RS (Pr est égal à RS) sont les réserves primaire et secondaire figurant au programme de marche. Lors d'une variation négative (resp. positive) de la fréquence, le groupe est en écart élémentaire si la réponse mesurée se situe en dessous (resp. au dessus) de l'enveloppe -q (resp. +q) pendant plus de 25 % du temps d'observation, q étant l'erreur liée à la quantification du signal de mesure. La période d'observation est comprise entre l'instant initial d'observation t_{ini} et $t_{\text{ini}}+300s$, où t_{ini} est l'instant d'occurrence de la perturbation.	La réponse instantanée théorique attendue au titre du réglage primaire correspond à $K.\Delta f$ (K = gain de réglage primaire f/P) limitée à la hausse comme à la baisse par la capacité de réglage primaire figurant au programme de marche du groupe en question (cette dernière reprenant les capacités déclarées par le responsable de programmation en J-1 ou en J). La valeur de K est la valeur convenue dans la Convention d'Engagement de Performances.

	- 50 % de la variation de puissance attendue en 15 s - 100 % de la variation de puissance attendue en 30 s	Il y a alerte si le groupe est trouvé en écart élémentaire au moins trois fois sur une durée de 1 an. 2) Notification La Notification a lieu si l'alerte est confirmée lors d'essais spécifiques. 1) Lors d'une variation de fréquence constituée d'une rampe de $\Delta f = 50$ mHz en 10 s à la baisse suivie d'un régime stabilisé, la réserve primaire programmée étant supérieure à $K.\Delta f$, le groupe doit libérer : - 50 % de la variation attendue en 100 s - 90 % de la variation attendue en 300 s 2) Lors d'une variation de fréquence identique à celle générée par la perte de 3000 MW dont le profil est décrit dans l'annexe 1 des règles UCTE, le groupe doit libérer : - 50 % de la variation attendue en 15 s - 95 % de la variation attendue en 30 s Les variations naturelles de fréquence qui peuvent apparaître pendant l'essai seront prises en compte pour l'évaluation de la réponse attendue.	
Réglage secondaire de fréquence			
F5	Plage de réglage secondaire mise à disposition Capacité de réglage (Pr) mesurée conforme à la capacité de réglage déclarée par le Responsable de Programmation	Définition de l'écart élémentaire : L'écart élémentaire est la différence algébrique entre la capacité de réglage secondaire déclarée (en MW) et la valeur estimée par RTE, sur la base des mesures réalisées par RTE au point de livraison. L'écart élémentaire est positif lorsque la valeur estimée est plus petite que la capacité déclarée. Il y a Notification d'écart si le temps passé en écart élémentaire positif, d'amplitude supérieure au maximum entre 10 % de la capacité déclarée et 3 MW, est supérieur à 10 % du temps de fonctionnement en réglage secondaire du Groupe de Production concerné sur la période d'observation. Le calcul est effectué en tenant compte d'une éventuelle constante de temps déterminée dans le cadre du contrôle F6. La période d'observation est comprise entre 1 à 6 mois et comprend plus de 200 heures de fonctionnement du groupe en réglage secondaire et exclut les périodes où le groupe est en variation de charge.	La réponse instantanée théorique attendue au titre du réglage secondaire correspond à N.Pr, N étant le niveau de télé-régulation envoyé par RTE et compris entre -1 et +1 et Pr la capacité de réglage secondaire figurant au programme de marche du groupe en question (cette dernière reprenant les capacités déclarées par le responsable de programmation en J-1 ou en J). Le contrôle suppose que le niveau N envoyé par RTE est bien reçu par le dispositif de réglage au niveau du groupe de production.
F6	Dynamique de réponse attendue en réglage secondaire Pour garantir les performances du RSFP en termes de temps de réponse et de stabilité, la dynamique de réponse des groupes aux variations de niveau	La réponse attendue est calculée à partir des valeurs $P0_{est}$, K_{est}, Pr_{est} estimées par l'outil : $P_{attendue} = P0_{est} + K_{est} \cdot (50 - F) + N \cdot Pr_{est}$ La performance sera contrôlée sur le stimulus suivant : Variation de niveau en rampe de pente inférieure ou égale à $2/800 \text{ s}^{-1}$ et d'amplitude supérieure ou égale à 0.75, précédée d'une phase stabilisée à +1 ou -1 durant au moins 120 s (200s pour les groupes de la famille 2). Le transitoire n'est retenu que si $0.8 < P_{est}/P_{programmé} < 1.2$	Le contrôle suppose que le niveau N envoyé par RTE est bien reçu par le dispositif de réglage au niveau du groupe de production.

	représentée par une constante de temps équivalente T_{eq} doit être telle que : $T_{eq} \leq 60s$, pour les groupes de la famille 1 et $T_{eq} \leq 100s$ pour les groupes de la famille 2. <u>Cas des groupes adaptés au réseau isolé ou au renvoi de tension et dont les performances dynamiques sont dégradées par ces réglages :</u> Conformément au CPC 89, tous les groupes hydrauliques sont optimisés pour pouvoir fonctionner en réseau isolé ; certains sont également intégrés dans des scénarios de renvoi de tension. Selon les configurations des régulateurs de vitesse, les réglages peuvent dégrader les performances dynamiques du RSFP. Pour ces groupes dont les performances dynamiques du RSFP sont dégradées, l'aptitude au RSFP est maintenue de façon pérenne et le critère F6 ne s'applique pas. <i>[préciser pour chaque groupe sa famille d'appartenance (familles 1,2 ou groupes adaptés au renvoi de tension ou aux réseaux isolés et dont les performances dynamiques sont dégradées par ces réglages)]</i>	Soit ϵ_v la différence entre $P_{mesurée\ filtrée} - K_{est} \cdot (50-F)$ et $P0_{est} + N \cdot Pr_{est}$: Sur ce type de sollicitation, une constante de temps équivalente T_{eq} implique que l'erreur de traînage ϵ_v caractérisant la dynamique de réponse doit rester inférieure à un seuil de tolérance égal à $T_{eq} \cdot 2/800 \cdot Pr$, soit Famille 1 : $T_{eq} \leq 60\ s \Rightarrow \epsilon_v \leq 0.15 \cdot Pr_{est}$ Famille 2 : $T_{eq} \leq 100\ s \Rightarrow \epsilon_v \leq 0.25 \cdot Pr_{est}$ Ecart élémentaire : Le groupe est en écart élémentaire si la réponse se caractérise par un ϵ_v supérieur au seuil de tolérance pendant plus de 20% du temps, sur la période calculée calculé à partir de $t_0 + T_{eq}$ où t_0 est l'instant de début de rampe. L'écart élémentaire sera considéré invalide si la durée pendant laquelle $K_{est} \cdot (50-f) > RP$ (réserve primaire déclarée) est supérieure à 10% du temps de la période de calcul. Le seuil de Notification est atteint lorsque le nombre d'écarts élémentaires est supérieur à 30% du nombre de transitoires analysés, ce dernier devant être supérieur à 10 sur la période considérée. 
F7	Programmation incorrecte de la contribution aux services système : limiteur mal calé ou pas de participation (primaire ou secondaire)	Définition de l'écart élémentaire: l'analyse visuelle de la puissance produite par le groupe montre qu'il ne contribue pas ou partiellement aux réglages prévus en programmation pendant une période supérieure à ½ heure, en particulier les cas suivants : - Le groupe ne participe qu'au réglage primaire alors qu'il est programmé en réglage primaire + secondaire ; - Le groupe ne participe à aucun réglage alors qu'il est programmé en réglage primaire et/ou secondaire.

		La détection est menée lors de sollicitations naturelles des réglages en analysant si la puissance active est écrêtée à une valeur significativement inférieure à la valeur attendue, compte tenu des contributions déclarées en programmation. Le seuil de détection de l'écrêtage correspond à une réduction de plus de 20% de la ½ bande attendue de réglage primaire + secondaire. Suite à l'observation d'un écart élémentaire, une alerte est émise par RTE ; RTE privilégiera les cas d'écarts récurrents. Ainsi, en cas d'écart récurrent et dans un délai de deux mois après l'envoi de l'alerte, le Producteur transmet à RTE une analyse sur les causes de l'écart et les mesures prises.	

Si RTE détecte des Défaillances de Réglage concernant le réglage de la fréquence pendant les périodes où les contributions d'un Groupe de Production ont été modifiées suite à l'émission d'un ordre de sauvegarde, la Défaillance de Réglage sera notifiée sous forme d'alerte. Si le Producteur confirme l'écart, RTE Notifie la Défaillance de Réglage qui en résulte. Sinon les Parties se rencontrent dans un délai d'un mois pour mener une analyse partagée et déterminer les éventuelles conséquences financières de la Défaillance.

REGLAGE DE LA TENSION

	Performance demandée par RTE au niveau des Groupes de Production	Critère de contrôle et Seuil à partir duquel l'écart est notifié	Précisions
Réglage primaire de tension			
U1	Performance statique : domaine de fonctionnement. Utilisation complète du diagramme UQ à la puissance active de fonctionnement (domaine dans lequel le Groupe de Production peut participer en permanence au réglage primaire de tension), conformément aux diagrammes UQ figurant dans la Convention d'Engagement de performances.	L'écart est calculé sur le diagramme UQ à P_{c0max} pour les groupes thermiques, à $0,8 P_{max}$ pour les groupes hydrauliques (ou P_{max} pour les groupes pompes). En l'absence de ces diagrammes, l'écart est calculé à partir des valeurs $Q^+ = 0,32P_{max}$ et $Q^- = -0,3P_{max}$. L'écart correspondant à une réduction des capacités en fourniture ou en absorption en réactif est la distance entre l'enveloppe des points de fonctionnement associés à l'atteinte d'une limite en réactif et la valeur de fourniture ou d'absorption maximale de réactif du diagramme considéré (appelée respectivement $Q_{max}(ZEC\ RPT)$ et $Q_{min}(RPT)$). Cette distance est mesurée en % de $Q_{max}(RPT)$ et $Q_{min}(RPT)$. Lorsque l'écart est lié à une déclaration du Producteur en Q_{stator}, il est retranscrit en $Q_{réseau}$ à la tension réseau correspondant au $Q_{max}(RPT)$, ou au $Q_{min}(RPT)$. Cette retranscription est faite soit graphiquement à partir des diagrammes, soit par le calcul. Dans le cas de réduction des capacités de fourniture ou d'absorption (observée ou déclarée) se traduisant par une plage de réactif ΔQ inutilisable, l'écart en % est égal à $\Delta Q / Q_{max}(RPT)$ (respectivement $\Delta Q / Q_{min}(RPT)$). L'écart correspondant à une réduction des capacités en réglage de la tension est déterminé à partir de l'enveloppe des points de fonctionnement associés à l'atteinte d'une limite en tension et calculé par rapport à la valeur de la tension correspondant à l'atteinte de la limite du diagramme UQ en RPT. Cette distance est mesurée en % de U_n alternateur, soit par lecture directe sur le diagramme UQ réseau à l'aide des courbes graduées en U_{stator} lorsque celles-ci sont tracées, soit par recalcul de l'écart de tension stator. L'écart est positif lorsque la limite détectée est plus restrictive que la limite du diagramme UQ en RPT. L'enveloppe inclut tous les points de fonctionnement 10 s qui correspondent à une puissance active comprise entre +1% et -10% de la puissance active pour laquelle la ZEC a été tracée (à l'exception des points issus de mesures invalides). La détection de l'écart est réalisée sur une période minimale de 10 minutes pendant laquelle le groupe devrait être en limite de fonctionnement. Pour les groupes en RST qui transmettent l'information « limitation » du régulateur, les points utilisés pour le calcul de la distance sont ceux correspondant à cette entrée en limitation du régulateur. La période totale d'observation est de 1 à 6 mois. Il y a Notification si l'écart est confirmé être supérieur à $\max [3\% \text{ de } S_n \text{ alternateur, } 2 \text{ Mvar}]$ en fourniture ou en absorption pour les limites non liées à la tension ou si l'écart est confirmé être supérieur à 1 % de U_n alternateur pour les limites liées à la tension.	U1 est un critère statistique.

		Si RTE détecte un écart supérieur à Max [2% de Sn alternateur, 2 Mvar] en fourniture ou en absorption pour les limites non liées à la tension, il peut demander au Producteur un essai complémentaire dont la réalisation fera l'objet d'une concertation. La Notification se fera sur la base de cet essai s'il existe une limitation par rapport à la limite du diagramme UQ. Si aucun écart n'est détecté par l'application de la méthode définie ci-dessus et si, à partir des calculs faits avec des points de fonctionnement à une puissance active donnée, RTE en déduit un écart par rapport à la limite du diagramme UQ, correspondant à une puissance active autre que celles indiquées précédemment, RTE notifie l'écart au Producteur. Les Parties conviennent de la nécessité de confirmer ensemble toute Défaillance de Réglage détectée par RTE.	
Réglage primaire de tension			
U4	Performance statique RST et RSCT : domaine de fonctionnement. Utilisation complète du diagramme UQ à la puissance active de fonctionnement (domaine dans lequel le Groupe de Production peut participer en permanence au réglage secondaire de tension), conformément aux diagrammes UQ figurant dans la Convention d'Engagement de performances. Pour le thermique les diagrammes UQ en RPT et en RST sont confondus. Les écarts de performances qui se traduisent par des limitations simultanées à l'utilisation des diagrammes UQ RPT et RST sont notifiées uniquement au titre de la performance U1.	L'écart est calculé sur le diagramme UQ à Pc0max pour les groupes thermiques, à 0,8 Pmax pour les groupes hydrauliques (ou Pmax pour les groupes pompes). En l'absence de ces diagrammes, l'écart est calculé à partir des valeurs Q+ et Q- utilisées dans le calcul de la rémunération. L'écart correspondant à une réduction des capacités en fourniture ou en absorption en réactif est la distance entre l'enveloppe des points de fonctionnement associés à l'atteinte d'une limite en réactif et la valeur de fourniture ou d'absorption maximale de réactif du diagramme considéré (appelée respectivement Qmax(RST) et Qmin(RST)). Cette distance est mesurée en % de Qmax(RST) et Qmin(RST). Lorsque l'écart est lié à une déclaration du Producteur en Qstator, il est retranscrit en Qréseau à la tension réseau correspondant au Qmax(RST), ou au Qmin(RST). Cette retranscription est faite soit graphiquement à partir des diagramme, soit par le calcul. Dans le cas de réduction des capacités de fourniture ou d'absorption (observée ou déclarée) se traduisant par une plage de réactif ΔQ inutilisable, l'écart en % est égal à $\Delta Q / Q_{\max(RST)}$ (respectivement $\Delta Q / Q_{\min(RST)}$). L'écart correspondant à une réduction des capacités en en réglage de la tension est déterminé à partir de l'enveloppe des points de fonctionnement associés à l'atteinte d'une limite en tension et la valeur de tension correspondant à l'atteinte de la limite du diagramme UQ en RST. Cette distance est mesurée en % de Un alternateur, soit par lecture directe sur le diagramme UQ réseau à l'aide des courbes graduées en Ustator lorsque celles-ci sont tracées, soit par recalcul de l'écart de tension stator. L'écart est positif lorsque la limite détectée est plus restrictive que la limite du diagramme UQ en RST. L'enveloppe inclut tous les points de fonctionnement 10 s correspondant à une puissance active comprise entre +1% et -10% de la puissance active pour laquelle la ZEC a été tracée (à l'exception des points issus de mesures invalides). La détection de l'écart est réalisée sur une période minimale de 10 minutes pendant laquelle le groupe devrait être en limite de fonctionnement. Pour les groupes en RST qui transmettent l'information « limitation » du régulateur, les points utilisés pour le calcul de la distance sont ceux correspondant à cette entrée en limitation du régulateur. La période totale d'observation est de 1 à 6 mois.	U4 est un critère statistique. Les écarts qui correspondent à des limitations introduites par des erreurs de représentation des diagrammes dans le RSCT ne seront pas notifiées mais seront néanmoins signalées au Producteur. Sur les groupes hydrauliques, le diagramme UQ en RST peut dépendre de la consigne de puissance active Pc0 ou de la mesure de la puissance active ainsi que de la tension stator, avec une éventuelle insensibilité appliquée sur la mesure de la tension stator utilisée dans l'algorithme. Cette particularité doit être prise en compte dans le calcul des écarts.

		Il y a Notification si l'écart est confirmé être supérieur à max [3% de S_n alternateur, 2 Mvar] en fourniture ou en absorption pour les limites non liées à la tension ou si l'écart est confirmé être supérieur à 1 % de U_n alternateur pour les limites liées à la tension. Si RTE détecte un écart supérieur à Max [2% de S_n alternateur, 2 Mvar] en fourniture ou en absorption pour les limites non liées à la tension, il peut demander au Producteur un essai complémentaire dont la réalisation fera l'objet d'une concertation. La Notification se fera sur la base de cet essai s'il existe une limitation par rapport au diagramme UQ en RST. Si aucun écart n'est détecté par l'application de la méthode définie ci-dessus et si, à partir des calculs faits avec des points de fonctionnement à une puissance active donnée, RTE en déduit un écart par rapport à une limite de diagramme UQ en RST, correspondant à une puissance active autre que celles indiquées précédemment, RTE notifie l'écart au Producteur. Les Parties conviennent de la nécessité de confirmer ensemble toute Défaillance de Réglage détectée par RTE.	
U5	Performances statique RST et RSCT : réactif fourni au stator RST : la puissance réactive fournie au stator est conforme à la valeur attendue $k.Q_r$ RSCT : un plan d'action est en cours afin de préparer la mise en place d'un critère de contrôle adapté au RSCT	Définition de l'écart : L'écart élémentaire est la différence algébrique entre la valeur attendue ($k.Q_r(P)$) et la valeur au stator, calculée par RTE, sur la base des mesures réalisées par RTE au point de livraison. L'écart élémentaire est positif lorsque la valeur calculée est plus petite que la valeur attendue. Notification si le temps passé en écart élémentaire, d'amplitude supérieure au maximum entre 5% de Q_r déclaré et 2MVA_r, est supérieur à 10 % du temps de fonctionnement en RST du Groupe de Production concerné sur la période d'observation. La période d'observation est comprise entre 1 à 6 mois et exclut les périodes où le groupe est en butée RST	U5 est un critère statistique. Le contrôle suppose que le niveau k envoyé par RTE est bien celui reçu par le dispositif RST au niveau du groupe de production Sur les groupes hydrauliques, la consigne $k.Q_r$ peut dépendre de la consigne de puissance active P_{c0} ou de la mesure de la puissance active ainsi que de la tension stator, avec une éventuelle insensibilité appliquée sur la mesure de la tension stator utilisée dans l'algorithme. Cette particularité doit être prise en compte dans le calcul des écarts.
U6a	Temps de réponse au RST (Cas des groupes en RST limités en vitesse de variation de la puissance réactive) Pour garantir les performances du RST en termes de temps de réponse et de stabilité : a) lorsque les variations de la consigne l'exigent, la pente de variation maximale en RST est conforme à la valeur déclarée pour le groupe concerné dans le cadre de la convention locale d'engagement de performances (a minima 6% Q_n/minute)	La période d'observation exclut les périodes où le groupe est ou entre en butée RST. Le contrôle est réalisé à partir d'un état stable en puissance réactive d'environ 10 minutes. La performance sera contrôlée sur deux types de stimuli : a) Echelon de niveau d'amplitude au moins 0.2. b) Variation de niveau en rampe d'amplitude supérieure ou égale à 0.2 et de pente au moins égale à 2 % Q_n/min, issues des fluctuations "naturelles" du niveau. Contrôle de la pente : Lors d'un échelon ou d'une rampe sollicitant le groupe au delà de la moitié de la pente maximale : la pente relevée en fonctionnement RST est comprise entre la moitié de la pente maximale et la pente maximale Contrôle de l'erreur de traînage : Lors d'une rampe sollicitant le groupe en deçà de la moitié de la pente maximale, l'erreur de traînage temporelle est équivalente à une erreur de traînage en amplitude ϵ_v évaluée comme suit : soit ϵ_v la différence entre Q_{stator} et le signal $k.Q_r$: Sur la période calculée à partir de $t_0 + T_r$ où t_0 est l'instant de début de rampe, l'erreur de traînage ϵ_v caractérisant la dynamique de réponse doit rester inférieure à $dk/dt.Q_r.T_r$, où $T_r = 60$ s. La réponse est considérée comme correcte si ϵ_v reste inférieure au	Le Producteur peut effectuer un essai de conformité par rapport à la spécification du réglage, en complément du contrôle de RTE. Le Producteur s'engage sur le réglage des régulateurs primaires et secondaires de tension de façon à ce que la pente maximale de variation de réactif soit égale à la valeur déclarée. RTE signale les évolutions de P_{cmax} liées aux évolutions structurelles de réseau (modalités précisées dans les conventions de raccordement et performances)

	b) lorsque le groupe est sollicité sous la forme d'une rampe dont la pente est en deçà de la pente maximale déclarée, la réponse des groupes doit présenter une erreur de traînage T_r inférieure ou égale à 60 s	seuil ci-dessus au moins de 80 % de la durée de la variation.	
U6b	Temps de réponse au RST (Cas des groupes en RST non limités par un dispositif physique en vitesse de variation de la puissance réactive) La pente de variation de réactif des groupes hydrauliques peut atteindre la valeur maximale de 12%Qn/min. Pour garantir les performances du RST en termes de temps de réponse et de stabilité, la dynamique de réponse des groupes aux variations de niveau représentée par une constante de temps équivalente T_{eq} doit être inférieure ou égale à 60 s	La période d'observation exclut les périodes où le groupe est ou entre en butée RST. Le contrôle est réalisé à partir d'un état stable en puissance réactive d'environ 10 minutes. Compte-tenu que $Q_r = f(P)$ dans le cas des groupes hydrauliques, le contrôle est réalisé lorsque la puissance active est relativement stable. La performance sera contrôlée sur deux types de stimuli : a) Echelon de niveau d'amplitude au moins 0.2 demandant une variation d'au moins 5 Mvar. b) Variation de niveau en rampe d'amplitude supérieure ou égale à 0.2 et de pente au moins égale à 2 % Qn/min, issues des fluctuations "naturelles" du niveau et demandant une variation d'au moins 5 Mvar. Contrôle du temps de réponse : Lors d'un échelon de niveau, le temps de réponse à ± 5 % du régime stabilisé est inférieur ou égal à $3.T_{eq}$. Contrôle de l'erreur de traînage : Lors d'une variation de niveau en rampe, sollicitant le groupe en deçà de la moitié de la pente maximale, l'erreur de traînage temporelle est équivalente à une erreur de traînage en amplitude Δv évaluée comme suit : soit Δv la différence entre Q_{stator} et le signal $k.Q_r$: Sur la période calculée à partir de $t_0 + T_{eq}$ où t_0 est l'instant de début de rampe, l'erreur de traînage Δv caractérisant la dynamique de réponse doit rester inférieure à $dk/dt.Q_r.T_{eq}$, où $T_{eq} = 60$ s. La réponse est considérée comme correcte si Δv reste inférieure au seuil ci-dessus au moins de 80 % de la durée de la variation.	Le Producteur peut effectuer un essai de conformité par rapport à la spécification du réglage, en complément du contrôle de RTE. L'interprétation du critère nécessite la prise en compte de l'effet du réglage primaire. Sur les groupes hydrauliques, la consigne $k.Q_r$ peut dépendre de la consigne de puissance active P_{c0} ou de la mesure de la puissance active ainsi que de la tension stator, avec une éventuelle insensibilité appliquée sur la mesure de la tension stator utilisée dans l'algorithme. Cette particularité doit être prise en compte dans le calcul des écarts.

Temps de réponse au RSCT (U6c) : un plan d'action est en cours afin de préparer la mise en place d'un critère de contrôle adapté au RSCT



Documentation Technique de Référence

Chapitre 8 – Trames-type

Article 8.6 Convention Exploitation / Conduite des sites de production

**Article 8.6.2 – Trame-type d'Accord d'adhésion aux Conditions générales
applicables aux Conventions d'Exploitation / Conduite des sites de production**

Version applicable à compter du 5 janvier 2010

5 pages

**Version 1
du 5/01/10**



ACCORD D' ADHESION

AUX

CONDITIONS GENERALES APPLICABLES AUX CONVENTIONS D'EXPLOITATION / CONDUITE DES SITES DE PRODUCTION

N°

Entre :

.....[**Le Producteur**], ...[*adresse*], représenté par[*M. ou Mme*]
[*Prénom, nom*] agissant en qualité de[*Fonction*], dûment habilité(e) à cet effet,
ci-après désigné par « le Producteur »,

d'une part,

et

RTE EDF Transport, société anonyme à conseil de surveillance et directoire au capital de 2
132 285 690 euros, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Nanterre sous le
numéro 444 619 258, dont le siège social est situé Tour Initiale, 1 terrasse Bellini TSA 41000,
92919 LA DEFENSE CEDEX,
représenté par :

.....[*Nom du Directeur*], en sa qualité de Directeur [de l'unité ou de la
Direction] Système Electrique[*Nom de l'URSE – si plusieurs Unités Système*
concernées, signature par la Direction Système Electrique],

et

.....[*Nom du Directeur*], en sa qualité de Directeur de la Direction Transport
d'Electricité,

ci-après désigné par « RTE »,

d'autre part.

il a été convenu et arrêté ce qui suit :

ARTICLE 1 OBJET

Les Parties déclarent avoir pleinement connaissance des CONDITIONS GENERALES APPLICABLES AUX CONVENTIONS D'EXPLOITATION / CONDUITE DES SITES DE PRODUCTION publiées dans la Documentation technique de référence, sur le Site Internet de RTE www.rte-france.com , en vigueur au jour de la signature du présent accord et en accepter sans réserve toutes les dispositions.

Toute révision du présent Accord, notamment pour prendre en compte l'évolution des CONDITIONS GENERALES APPLICABLES AUX CONVENTIONS D'EXPLOITATION / CONDUITE DES SITES DE PRODUCTION, fera l'objet d'un avenant signé entre les parties.

ARTICLE 2 DOCUMENTS CONTRACTUELS LIANT LES PARTIES

Les documents contractuels liant les Parties sont les suivants :

- ◆ les CONDITIONS GENERALES APPLICABLES AUX CONVENTIONS D'EXPLOITATION / CONDUITE DES SITES DE PRODUCTION ;
- ◆ le présent Accord d'adhésion ;
- ◆ les annexes suivantes jointes au présent Accord d'adhésion :
 - Annexe 1 :
 - Annexe 2 :



ARTICLE 3 ENTRÉE EN VIGUEUR, DURÉE ET RÉSILIATION DE L'ACCORD D'ADHESION

Le présent Accord d'adhésion prend effet le .../.../200....

Il est conclu pour une durée indéterminée.

Il peut être résilié soit d'un commun accord entre les parties soit par l'une d'elle moyennant le respect d'un délai raisonnable de préavis signifié par la voie d'une lettre recommandée avec demande d'avis de réception.

Fait en trois exemplaires originaux dont un pour chaque signataire,

à

le

pour le Producteur
Employeur ou son représentant

pour RTE
Directeur de la Direction
Système Electrique ou son
représentant

Directeur de la Direction
Transport d'Electricité ou son
représentant



ANNEXE

Document	Référence	Indice
Réponse du Producteur aux Exigences de sureté relatives aux évolutions des mécanismes de programmation et d'ajustement		

Documentation Technique de Référence

Chapitre 8 – Trames-type

Article 8.6 Convention Exploitation / Conduite des sites de production

Article 8.6.3 – Trame-type de Convention d'Exploitation / Conduite d'un site de production

Version applicable à compter du 5 janvier 2010

15
pages

Version 1
du 05/01/10

Pour les sites existants qui disposent de Conventions d'Exploitation / Conduite signées avant le 5 janvier 2010, ces Conventions peuvent continuer de s'appliquer, sous réserve de conformité à la réglementation.

Ce modèle de Convention est le seul applicable pour les sites de production définis comme suit :

- tout site existant qui subit une modification substantielle,
- tout site existant qui change d'exploitant,
- tout nouveau site en cours de raccordement.



CONVENTION D'EXPLOITATION / CONDUITE
DU SITE DE PRODUCTION DE [NOM DU SITE]

PREAMBULE ET OBJET

La présente convention d'exploitation et de conduite d'un site de production (également désignée « **Convention d'Exploitation / Conduite** » ci-après), est conclue entre RTE et le Producteur (également désignés « **Parties** » ci-après), les Parties conformément à l'article 2 du décret n° 2008-386 du 23 avril 2008 « relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement pour le raccordement d'installations de production aux réseaux publics d'électricité. »

La présente Convention intègre les Conditions Générales applicables aux Conventions d'exploitation et de conduite des sites de production (également désignées « Conditions Générales » ci-après), publiées dans la Documentation technique de référence, sur le Site Internet de RTE www.rte-france.com et dont les Parties reconnaissent avoir pleinement connaissance et déclarent en accepter sans réserve toutes les dispositions.

A cet effet, le Producteur se fera remettre les Conditions Générales, à son choix, soit en consultant le site Internet de RTE, soit par transmission sous format papier ou électronique, sur simple demande de sa part formalisée par lettre recommandée avec demande d'avis de réception.

Le support contractuel des obligations nées entre les Parties concernant l'exploitation et la conduite du site de production considéré est donc constitué des Conditions Générales et de ses annexes, de la Convention d'Exploitation / Conduite et de ses annexes, nonobstant toutes conventions que les Parties auront pu conclure par ailleurs.

1. CHAMP D'APPLICATION

Ce document s'applique aux installations de production et aux liaisons de raccordement aux interfaces avec le RPT. Les paragraphes suivants précisent les ouvrages concernés.

1.1. Schémas & Limites de Propriété et d'Exploitation (CG - ARTICLE 1.3)

Sur des schémas unifilaires haute tension (transformateur, cellule avec disjoncteur – sectionneur...) et basse tension (comptage, alimentations auxiliaires, équipements de téléconduite, intertranche, différentielle de barres...), l'ensemble des appareils de coupure et/ou de séparation devront être représentés et désignés comme il le serait dans un message.

Il sera également précisé, pour éviter toute ambiguïté, le « qui manœuvre quoi ? » soit directement sur le schéma, soit au travers d'un tableau récapitulatif.

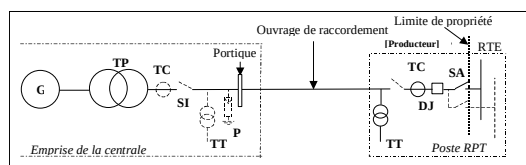
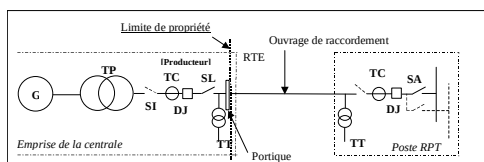
Les limites de propriété et d'exploitation seront précisées pour chaque matériel électrique, et en particulier pour les **appareils de séparation utilisés à des fins de consignation**.

Des exemples sont présentés ci dessous.

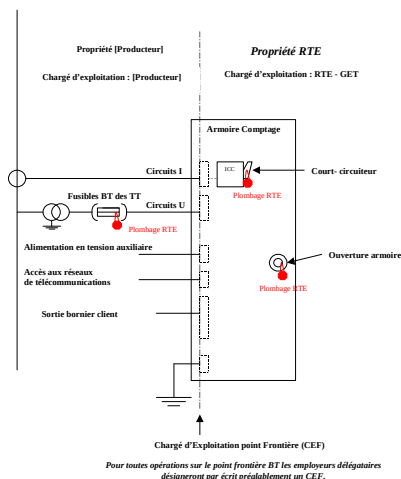
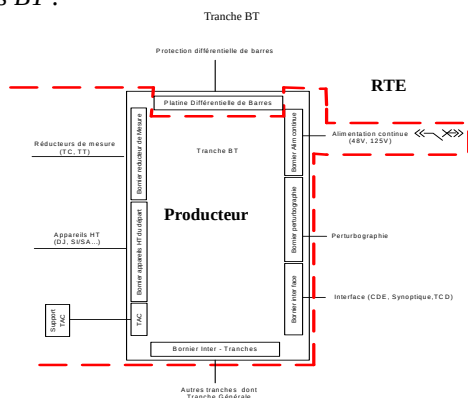
Comme le CGM n'est pas toujours annexé en fonction de l'installation, ce schéma est l'occasion de présenter le vocabulaire utilisé par RTE pour l'exploitation et la conduite.

Exemples de schémas :

Schémas HT :



Schémas BT :



1.2. LIMITES D'INTERVENTION & DOMAINE DE RESPONSABILITE (CG - ARTICLE 1.3)

Il s'agit de préciser les limites d'intervention de chaque entité, les différentes zones d'intervention, le ou les appareils de séparation et la nature des retraits selon la zone d'intervention.

[illegible]

Activité de commande (cas des liaisons à 1 DJ) :

	Télécommande					Commande locale
	DJ	SA	ARS	Divers DT d'urgence		
Départ RTE						
SSB						
Départ G1						
Départ G2						

2. TITRES & COORDONNEES DES ACTEURS (CG - ARTICLE 1.4)

Pour chacune des Parties seront précisés les interlocuteurs RTE et Producteur assurant des opérations d'exploitation et de conduite sur les liaisons de raccordement aux interfaces entre le RPT et les groupes de production, ainsi que sur les ouvrages électriques limitrophes (transformateur, jeu de barres).

Il sera listé notamment les entités, éventuellement les noms des interlocuteurs, les numéros de téléphone et les heures pendant lesquelles ils peuvent être joints, pour les fonctions suivantes.

- Chargé d'EXploitation - Chargé de COnduite - Chargé De Consignation - Personnel De Manœuvres – Chargé d'Exploitation sur les points Frontières - Chef de File (dans le cas des renvois manuels de tension sur une liaison - Coordonnateur (le cas échéant)...

Cette liste est jointe en annexe à la présente convention et tenue à jour au siège de l'entité en charge de l'exploitation de chaque Partie. Elle est mise à disposition, en tant que de besoin, par cette entité auprès de l'autre entité.

Elle est communiquée a minima lors de d'une rencontre annuelle entre RTE et le Producteur.

3. GESTION DES ACCES & SECURITE (CG - ARTICLE 1.7)

Chaque partie signataire précisera ses exigences en ce qui concerne la sécurité des personnes et la protection de son site.

Devront figurer notamment :

- Liste des personnels susceptibles de demander des accès,
- Les modalités générales d'accès et les instructions permanentes de sécurité à respecter (gestion de la présence, alarme danger, intrusion, incendie...),
- Les modalités de contrôle de la circulation,
- Les exigences de sensibilisation des exploitants, (risque particulier, SEVESO...)
- Les instructions vis-à-vis des portails, portillons...

Exemple de rédaction :

Quelle que soit la nature des opérations à réaliser, les modalités suivantes devront être respectées pour accéder :

- A un site (*) : [modalités à préciser localement]
- A un bâtiment industriel (*) : [modalités à préciser localement]
- A un poste électrique (*) : [modalités à préciser localement]
- A un ouvrage électrique, selon les modalités nationales ou locales, relatives au type d'opération à réaliser dispositions propres au type d'opération à réaliser (travaux conventionnels, TST, intervention BT, opération au voisinage...) : [modalités éventuellement retenues localement].
- A une installation de comptage et/ou à une installation de retransmission de TI (*) : [modalités à préciser localement]

Dans le cas d'une entreprise extérieure, l'accès au site (RTE ou Producteur) est conditionné aux modalités ci-dessus, et à la réalisation d'un plan de prévention établi entre le chargé d'exploitation du site (RTE ou Producteur), le chargé d'exploitation de l'ouvrage ou de l'équipement concerné par l'intervention (Producteur ou RTE) et le responsable de l'entreprise extérieure. La personne à contacter est [à définir localement].

(*) **Exemples** : habilitations ou formations requises / Instruction Permanente (ou Temporaire) de Sécurité à respecter / Consignes Particulières / organisation des informations de présence (utilisation éventuelle de « coffret présence », type de documents délivrés en fonction de l'objet de la présence...) / organisation et gestion des clés et/ou badges d'accès / gestion des restrictions d'accès en mode crise / organisation des Plans de Prévention / accès véhicules / spécificités relatives aux accès sur les comptages / modalités d'accompagnement pour accéder à un site ou un poste électrique ...

Exemple de tableaux de suivi de matériels de sécurité :

Type d'équipement (exemples : extincteurs, masques à gaz, détecteurs...)	Entité propriétaire	Quantité	Commentaires
[à définir localement]	[à définir localement]	[à définir localement]	[à définir localement]
[à définir localement]	[à définir localement]	[à définir localement]	[à définir localement]

4. MODALITES D'EXPLOITATION

Cette annexe précise les modalités relatives à toute opération d'ordre électrique sur les ouvrages : consignation/déconsignation, particularités de manœuvres, conventions locales techniques, particularités du site...

4.1. PLANIFICATION (CG - ARTICLE 2.3)

Exemple de rédaction :

La planification des indisponibilités est gérée conformément au Contrat relatif à la gestion prévisionnelle.

Par ailleurs, une réunion annuelle GET - [entité à définir localement] a lieu afin d'examiner le programme des travaux en année N+1 ou ultérieure, en particulier ceux ayant un impact sur l'exploitation et/ou la conduite de l'autre entité (recours à un PDM, un CEF...).

La présente convention précise le cas échéant les modalités de programmation à mettre en œuvre lors d'aléa : [modalités à définir localement].

4.2. ELABORATION ET DIFFUSION DE LA NOTE D'INFORMATION (CG - ARTICLE 2.3)

Il s'agit d'identifier pour les NI de tout type, les interlocuteurs (entité/service...), leurs coordonnées et les échéances à respecter (issues de l'article 2.4).

Ce paragraphe précise également les attentes en terme de demandes d'accord pour travaux impactant l'autre Partie, ainsi que le délai associé (par exemple : demande d'intervention sur un équipement de téléconduite à x semaines...).

Une fiche NIP commentée est jointe en annexe documentaire.

Exemple de rédaction :

Elle s'appuie sur la préparation du travail, en particulier l'analyse des risques interférents ou impactant les exploitations et les conduites respectives.

La rédaction et la diffusion de la NI auprès de l'ensemble des autres entités est de la responsabilité de l'Employeur délégataire en charge de la désignation du chargé d'exploitation ou du chargé d'exploitation sur les points frontières.

- *Dans le cas d'opérations qui nécessitent le retrait de la conduite des réseaux d'un ouvrage conduit par l'autre entité (consignations, essais, travaux hors tension...), une Note d'Information Préalable (NIP) est établie.*
- *La NIP est transmise à l'autre entité [délai à définir localement] avant la réalisation des travaux.*
 - *Les autres opérations, qui ne nécessitent pas le retrait de la conduite des réseaux d'un ouvrage conduit par l'autre entité mais ont un impact sur l'exploitation et/ou la conduite de cette dernière, font également l'objet d'une Note d'Information. Il s'agit :*
 - *Des opérations relatives aux travaux sous tension qui font l'objet d'une Note d'Information pour Travaux Sous Tension (NITST). L'élaboration des NITST suit les modalités d'élaboration énoncées pour la NIP, complétées des dispositions spécifiques liées à la réglementation des TST et aux RSE associés.*
 - *D'autres opérations sans retrait de la conduite des réseaux (intervention BT, intervention mécanique, hydraulique...) font l'objet de document d'information.*

Les délais de transmission sont décrits dans les paragraphes suivants.

➤ Coordination du RSE associé à des Travaux Sous Tension

Tous les Travaux Sous Tension ayant un impact sur l'exploitation et/ou la conduite d'une liaison de raccordement, font l'objet d'une demande d'accord de l'entité intervenante auprès de l'autre entité.

Cette demande qui « fait état des dispositions à retenir pour la mise en place du Régime Spécial d'Exploitation et des conséquences sur l'autre entité » est :

- *formalisée via [support à définir localement],*
- *transmise à l'autre entité [délai à définir localement] avant la réalisation des travaux.*

La réponse à cette demande est :

- *formalisée via [support à définir localement],*
- *transmise à l'autre entité [délai à définir localement] après réception de la demande.*

En cas d'accord :

- *réalisation d'une préparation spécifique (préparation de travail et étude RSE) avec prise en compte des dispositions retenues conjointement,*

- rédaction et diffusion de la NITST.

➤ Interventions Basse Tension avec la liaison de raccordement en service

Toute intervention Basse Tension sur des équipements (protections, automates, équipements de téléaction...) associés à une liaison de raccordement maintenue en service fait l'objet d'une demande d'accord de l'entité intervenante auprès de l'autre entité.

Cette demande qui fait état des « risques identifiés pour cette intervention » est :

- formalisée via [support à définir localement],
- transmise à l'autre entité [délai à définir localement] avant la réalisation des travaux.

La réponse à cette demande est :

- formalisée via [support à définir localement],
- transmise à l'autre entité [délai à définir localement] après réception de la demande.

En cas d'accord :

- coordination entre le(s) CdT et le CEF afin de valider les dispositions à mettre en œuvre pour maîtriser les risques identifiés via [support à définir localement],
- rédaction et diffusion d'une NIPCCO.

➤ Opérations au voisinage

Toute opération conduisant à travailler à une distance inférieure à la Distance Limite de Voisinage (DLV) d'un ouvrage électrique sous tension, fait l'objet d'une demande d'accord de l'entité intervenante auprès de l'entité en charge de l'exploitation de l'ouvrage.

Cette demande qui fait état des « risques identifiés pour cette opération » est :

- formalisée via [support à définir localement],
- transmise à l'autre entité [délai à définir localement] avant la réalisation des travaux.

La réponse à cette demande est :

- formalisée via [support à définir localement],
- transmise à l'autre entité [délai à définir localement] après réception de la demande.

En cas d'accord :

- rédaction et diffusion d'une NI.

➤ Opérations sur les services auxiliaires ou les infrastructures

Toute opération sur les services auxiliaires ou infrastructures communs fait l'objet d'une demande d'accord de l'entité intervenante auprès de l'autre entité. Cette demande formalise les risques identifiés pour cette opération.

La mise en œuvre de ces opérations se fait, en fonction de leur nature (TST, intervention BT, opération au voisinage...), conformément aux modalités décrites dans les paragraphes précédents.

4.3. COORDINATION DES OPERATIONS D'EXPLOITATION

Exemple de rédaction :

➤ Mise En / Hors exploitation

L'information préalable à la mise en ou hors exploitation d'un ouvrage point frontière fait l'objet d'un courrier. Celui-ci est transmis à l'autre entité [délai à définir localement] avant sa réalisation.

➤ Mise En / Hors Conduite

Une NIP est rédigée et diffusée par l'entité en charge de l'exploitation de l'ouvrage concerné.

4.4. COORDINATION DES ACCES ET TRAVAUX (CG - ARTICLE 2.4)

Il s'agit de noter précisément dans ce paragraphe, les manœuvres à réaliser pour une séparation de réseau, les consignations, ainsi que de préciser les appareils réalisant la séparation lorsqu'ils assurent cette fonction.

Exemple de rédaction :

➤ **Retrait de la conduite des réseaux des ouvrages du RPT**

Dès lors qu'un ouvrage doit être consigné, réquisitionné, séparé du réseau ou essayé avec une alimentation normale, celui-ci fait l'objet d'un retrait de la conduite des réseaux notifié par le CCO au chargé de [CEX ou CDC : choix à préciser localement]

[RTE / GET ou URSE] informe en prévisionnel [L'exploitant] des retraits de la conduite des réseaux des ouvrages du RPT. La nature du retrait (séparation, consignation) dépend de la nature de l'opération et de sa localisation dans les différentes zones définies dans la partie traitant des limites d'intervention.

➤ **Séparation des installations de RTE de celles de [L'exploitant]**

Conformément au décret n° 88-1056 du 14 novembre 1988, un ou des appareils de coupure permettent de réaliser la séparation entre les installations exploitées par [GET] et celle exploitée par [L'exploitant]

Ces appareils de séparation sont précisés dans le document traitant des limites d'intervention (annexe 1).

[GET] désigne un de ses agents d'exploitation qui délivre à [L'exploitant] l'attestation de séparation entre son Installation et le RPT (formulaire à joindre en annexe documentaire par exemple).

Le ou les appareils assurant cette séparation doivent être maintenus condamné(s) en position ouverte pendant toute la durée de l'opération. Les Parties s'interdisent de travailler sur les appareils réalisant la séparation lorsqu'ils assurent cette fonction.

➤ **Consignation - déconsignation électrique des ouvrages du RPT raccordés à l'Installation**

[GET] désigne à [L'exploitant] un de ses agents d'exploitation comme Chargé de Consignation.

➤ **Consignation - déconsignation électrique pour travaux sur le point de séparation**

Une note d'information préalable (NIP) unique sera établie par l'employeur du Chargé d'exploitation « point frontière », éventuellement covalidée par l'autre entité, et diffusée à l'ensemble des acteurs concernés (formulaire à joindre en annexe documentaire).

Les modalités de mise en œuvre de la consignation - déconsignation électrique sont réalisées conformément à l'UTE C18-510.

A ce titre, le Chargé de Consignation de RTE réalise les opérations suivantes :

- Séparation de l'ouvrage des sources de tension,
- Condamnation en position d'ouverture des organes de séparation.

Le Chargé de Consignation du Producteur réalise les opérations suivantes :

- Retrait du transformateur de groupe et du(des) départ(s) associé(s).

Ces retraits sont prononcés à un Chargé d'exploitation « point frontière » qui sera de préférence le chargé d'exploitation de [à définir localement].

Le Chargé d'exploitation « point frontière » notifie ensuite les retraits de la conduite des réseaux au(x) chargé(s) de consignation concerné(s).

4.5. EXPLOITATION EN REGIME D'INCIDENT ET MODE DEGRADE (CG – CHAPITRE 3)

Il s'agit de préciser les modalités à mettre en œuvre pour gérer un aléa ou un incident (notamment un manque de tension sur le RPT résultant d'un défaut permanent...).

Exemple de rédaction :

➤ Perte d'observabilité et/ou de manœuvrabilité

La possibilité pour l'une ou l'autre Partie de recourir au personnel de l'autre Partie pour assurer la surveillance des installations et/ou réaliser des manœuvres d'exploitation en « commande locale » est précisée dans le paragraphe suivant.

Les modalités de passage en mode de repli, et le cas échéant de sollicitation de l'autre Partie, sur apparition d'alarmes sont décrites ci après : [modalités retenues localement].

➤ Conduite à tenir face à des événements particuliers

Certaines situations ou informations engageant la sécurité des personnes ou des biens (*) font l'objet d'une conduite à tenir décrite ci-après, au besoin complétée d'une fiche descriptive jointe en annexe à la présente convention :

- Manœuvres d'urgence :
 - dispositions retenues pour interdire la refermeture du disjoncteur [modalités retenues localement - par ex: simple appel téléphonique puis confirmation de la nature du risque par la suite par CRE...].
 - dispositions pour informer l'autre Partie [modalités retenues localement].
- Déclenchements d'urgence :
 - dispositions retenues pour interdire la refermeture du disjoncteur [modalités retenues localement].
 - dispositions pour informer l'autre Partie [modalités retenues localement].
- Autres situations (*) : [modalités retenues localement].

(*) Exemples : surveillance des PSEM (dispositions d'exploitation et conduites à tenir relatives aux principales informations de surveillance du Poste Sous Enveloppe Métallique), surveillance des portes et accès au site, gestion des alarmes danger, équipements aux interfaces (par exemple : fonctionnement retenu sur 2ème stade SF6 pour un disjoncteur SF6 en poste ouvert, téléactions, manœuvre d'interrupteurs spécifiques dans le cadre d'une consignation...), particularités d'exploitation en mode dégradé propre à chaque cas et particulièrement au type de schéma de raccordement liaison 1 DJ, 2 DJ ou piquage

➤ Modes dégradés hors RII / RU

Les Employeurs délégataires RTE (EdT et EdS) et Producteur (ou son représentant) assurent, au mieux des intérêts des deux Parties, le suivi des modes dégradés ainsi que la programmation des opérations nécessaires au retour à la normale.

Les modalités sont décrites ci après : [modalités retenues localement].

➤ Déclenchement de la liaison de raccordement

L'entité en charge de l'exploitation de la liaison :

- Collecte les informations et documents nécessaires à l'analyse de l'événement (relevés des consignateurs d'états, perturbographies, schémas d'exploitation...). Le cas échéant, les autres CEX sont sollicités pour lui procurer les éléments relatifs aux autres extrémités de la liaison. Le dossier ainsi constitué est tenu à disposition au niveau de [équipe ou service à définir localement par EDF et par RTE].
- Fournit un compte rendu factuel à (aux) l'autre(s) entité(s) concernée(s) sous [délai à définir localement].

Dans le cas où ce déclenchement serait définitif, la collecte des informations et documents est réalisée sans attendre pour permettre une première analyse de l'événement, nécessaire à une décision de RMT ou de RII.

Une analyse définitive peut venir compléter celle-ci selon les modalités suivantes : [modalités retenues localement : interlocuteurs, délais, nature des documents, analyse commune ...].

4.6. ENVIRONNEMENT

Exemple de rédaction :

Dès qu'il y a risque de pollution de l'air, des sols, de l'eau et/ou production de déchets (*), l'identification et l'analyse de chaque risque particulier sont réalisées par chacune des Parties. Les procédures de prévention et de traitement associées sont validées conjointement par les deux Parties.

Ces opérations sont effectuées selon les modalités suivantes : [modalités retenues localement].

(*) Exemples : incendie (ouvrage électrique, marchandise inflammable, bombe aérosol...), explosion, fuite de diélectrique (pollué ou non - huile, SF6...), fuite de produits industriels (hydrocarbure, huile, mercure...), alerte pollution, alerte « station pompage »...

En temps réel, les Parties s'informent mutuellement, par leur chargé d'exploitation, des événements ayant trait à ces situations.

Par ailleurs, afin de mettre en situation les différents acteurs, un exercice de simulation périodique mettant à contribution les deux Parties est à planifier, selon les modalités suivantes : [modalités retenues localement].

5. MODALITES DE CONDUITE

Les spécifications et descriptifs de l'Installation du Producteur sont définis dans la Convention d'Engagement de Performances.

5.1. LIMITES DE CONDUITE DES OUVRAGES HTB (CG - ARTICLE 1.3)

Exemple de rédaction :

Les limites de conduite [sont / ne sont pas] confondues avec les limites de propriété et d'exploitation : elles sont situées sur [à préciser].

5.2. FONCTIONNEMENT DES OUVRAGES AUX INTERFACES (CG – CHAPITRES 2 & 3)

Il s'agit de décrire succinctement :

- En régime normal : le(s) schéma(s) d'alimentation / d'évacuation généralement utilisés, les conditions de raccordement de l'installation au RPT,
- En régime d'incident : le fonctionnement des appareils et le comportement attendu de l'Installation au niveau du point de livraison, la séquence d'élimination par les protections des deux entités d'un défaut d'isolement sur la liaison de raccordement, le jeu de barres RPT, l'installation client... ainsi que les séquences de reprise de service.

Exemple de rédaction :

En régime normal :

- La ligne XX kV Paris – Lyon – Producteur est exploitée en antenne sur Paris. La ligne Lyon – Producteur assure un secours, avec un débouclage au poste Producteur (le disjoncteur de ce départ est ouvert).
- Raccordé sur le piquage : un sectionneur d'aiguillage équipé de sectionneur de MALT, un transformateur Y311 63/0,5 kV Δ/∇ (avec sectionneur de MALT du neutre) de 2 MVA, équipé d'un disjoncteur et d'un sectionneur au primaire, qui évacue la production du groupe 1, du groupe 2 et assure l'alimentation des auxiliaires du site.
- Nota : En situation courante, le sectionneur de MALT du neutre du transformateur est fermé.

En régime d'incident :

- Afin d'éliminer les défauts d'isolement et assurer la reprise de service, les liaisons d'alimentation du poste disposent d'équipements programmés de la façon suivante :

Départ	Déclenchement	Ré enclenchement automatique
Lyon – Producteur au poste Paris	[à préciser]	[à préciser]
Paris – Producteur au poste de Lyon	[à préciser]	[à préciser]
Lyon – Paris au poste Producteur	[à préciser]	[à préciser]

Evènement sur le RPT	Comportement de l'installation
Déclenchement tri-phasé fugitif (moins de 3 min.)	[à préciser]
Retour de la tension après une coupure longue (>3mn)	[à préciser]

- L'automate YY au poste Producteur assure un basculement automatique sur la liaison sur un manque de tension du RPT de plus 30 secondes...

5.3. ECHANGES D'INFORMATIONS DANS LE CADRE DE LA CONDUITE (CG – ARTICLE 1.4 & CHAPITRE 3)

Il s'agit de préciser les modalités d'échange entre les différents interlocuteurs en fonction des opérations engagées par l'une ou l'autre Partie. Il sera également identifié pour l'installation concernée, les situations qui nécessitent une information réciproque.

Exemple de rédaction :

Les échanges d'informations relatifs à la conduite s'organisent entre les interlocuteurs suivants :

Echanges occasionnés par :	Interlocuteur [Producteur] (régime normal)	Interlocuteur [Producteur] (régime d'incident, en cas d'urgence)	Interlocuteur RTE
- Couplage ou découplage au réseau hors programme à réaliser, - Contrainte technique sur le groupe (Avarie, limitation de puissance, chasses...), - Réalisation d'essais ou contrôles groupe nécessitant un couplage sur le réseau (avec ou sans prise de charge).	[à préciser]	→ [à préciser]	→ IEC
Pour tout retrait d'ouvrage programmé, le producteur n'informe RTE qu'en cas d'écart au planning (tolérance 1h).	[à préciser]	→ [à préciser]	→ IEC
Modification des performances des groupes à la demande du RTE (notamment dans le cadre des services systèmes, par exemple action sur le réactif)	[à préciser]	← [à préciser]	← IEC
Réalisation d'essais ou contrôles réseau.	[à préciser]	← [à préciser]	← CEC
Déclenchement réseau ou notification d'une baisse/hausse de l'injection sur le réseau à la demande de RTE dans le cadre du mécanisme d'ajustement.	[à préciser]	← [à préciser]	← IEC
Retrait de la conduite d'un ouvrage de raccordement du site de production lorsque RTE est chargé de conduite.	[à préciser]	→ [à préciser]	→ CEC
Perte ou passage en mode dégradé des moyens de conduite de la centrale ou du CCH.	[à préciser]	→ [à préciser]	→ IEC
...			

5.4. ADAPTATION DES MATERIELS AUX CONDITIONS DU RESEAU (CG – ARTICLES 2.6 A 2.9)

Il s'agit de définir les modalités pratiques pour la conduite en matière de réglages primaire ou secondaire de la tension, de fréquence ou autre grandeur utile au Système (préavis et délais de mise en œuvre pour modifier la consigne...).

Les données rappelées dans le présent paragraphe sont issues de la Convention d'Engagement de Performances.

En cas de contradiction ou de différence entre les données de la présente Convention d'Exploitation / Conduite, et celle de la Convention d'Engagement de Performances, la Convention d'Engagement de Performances prévaut sur la Convention d'Exploitation / Conduite.

Exemple de rédaction :

➤ Réglage primaire de tension

Suivant le type de réglage primaire en service sur l'installation Type [à préciser] :

- lorsque l'installation [Le Producteur] est en réglage primaire seul, le Chargé de Conduite de RTE fixe, par téléphone, [valeur de réactif en MVAR / consigne de tension / ...] au niveau de [Poste RPT de Raccordement],
- dans le type 3 la consigne de tension est donnée par le réglage secondaire de tension s'il existe.

Le Chargé de conduite de [Le Producteur] modifie la consigne de tension stator des groupes pour obtenir la valeur demandée dans un délai de [délai à fixer] à compter de l'appel téléphonique.

Le Chargé de conduite de [Le Producteur] a en charge la surveillance de la tension sur son installation. Il peut écrier la consigne en réactif demandée par le Chargé de Conduite de RTE si celle-ci conduit à des tensions en dehors des plages normales de fonctionnement de l'Installation de [Le Producteur]. Il en informera alors le Chargé de Conduite de RTE.

➤ Réglage secondaire de tension (RST [RSCT])

L'Installation de [préciser le nom du ou des groupes] participe [ou non] au RST [RSCT].

La mise en ou hors service du RST se fait sur demande téléphonique du Chargé de Conduite de RTE.

Lors du couplage, le groupe est hors RST. Dès que possible, le Chargé de Conduite de [Le Producteur] contacte le Chargé de Conduite de RTE pour mettre le RST en service.

Sauf en cas d'urgence, toute mise hors service du RST nécessite l'accord préalable du Chargé de Conduite de RTE.

Toute mise en service du RST nécessite l'accord du Chargé de Conduite de RTE.

Le Chargé de conduite de [Le Producteur] a en charge la surveillance de la tension sur son Installation, il peut mettre à son initiative son groupe hors RST si le niveau K retransmis conduit à des tensions en dehors des plages normales de fonctionnement de ses installations. Il en informera alors le Chargé de Conduite de RTE.

➤ Performances en matière de réglage de la fréquence

L'Installation de [préciser le nom du ou des groupes] [dispose / ne dispose pas] des capacités constructives de réglage primaire et secondaire de fréquence.

Réglage primaire de fréquence

- La réserve primaire du groupe est au maximum de [à préciser] MW.
- L'énergie réglante du régulateur de vitesse est réglée à [à préciser] MW/Hz.

Réglage secondaire de fréquence

La réserve de puissance mise à disposition par [Producteur] est sollicitée proportionnellement au niveau N mis à disposition sur le bornier d'échanges.

La demi-bande de réglage secondaire est au maximum de [à préciser] MW.

➤ Variations de charge (à confirmer après essais)

Suivi de charge de l'Installation (à titre informatif)

Suivi normal de variation de charge	Variation rapide de charge	Baisse d'urgence	Durée mini de fonctionnement à un palier entre 2 variations
[à préciser] MW/mn	[à préciser] MW/mn	[à préciser] MW/mn	[à préciser]

Surcharge active : [à préciser par le Producteur]

Surcharge réactive : A compléter par [à préciser par le Producteur]

➤ Arrêts-démarrages (à titre informatif)

Conditions d'arrêt : [à préciser par le Producteur] (si information disponible)

Conditions de démarrage : [à préciser par le Producteur] (si information disponible)

6. TELEMESURES ET TELEINFORMATIONS (CG – ARTICLE 2.10)

Au titre de la conduite, le Dispatching reçoit les téléinformations suivantes conformément à la Convention d'Engagement de Performances :

- Les télémesures de puissances active et réactive en limite de RPT ;
- La position du disjoncteur [*à préciser*]kV du transformateur [*à préciser*]/ [*à préciser*]kV ;
- La position du (ou des) disjoncteur(s) de couplage ;
- L'information de déclenchement par automate à manque de tension...

Au titre de l'exploitation, il existe d'autres échanges d'informations relatives à des équipements ou à des ouvrages à usage spécifique ou commun, ayant un impact sur les entités voisines sont identifiées en annexe de la présente convention.

- Exploitation (par exemple : défaut équipement, défaut tranche BT, défaut interne, manque +/- TD, perte de la consignation d'état, auxiliaires du poste ou de la tranche BT...),
- Equipements aux interfaces (par exemple : ADD, diff. de barres, ISOLER, surveillance des équipements de téléaction...),
- Sécurité (par exemple : alarme danger, alarme incendie, présence poste, intrusion...),
- Autres besoins...

En présence d'une signalisation ayant pour conséquence un mode dégradé, les modalités de suivi à mettre en œuvre sont celles précisées dans le chapitre 4.6.

7. CONTESTATION

En cas de contestation relative à l'interprétation ou à l'exécution de la présente Convention, les Parties s'engagent à discuter des moyens de résolution amiables.

A cet effet, la Partie demanderesse adresse à l'autre Partie une lettre recommandée avec demande d'avis de réception en précisant :

- La référence de la Convention d'Exploitation/Conduite (titre et date de signature) ;
- L'objet de la contestation ;
- La proposition d'une rencontre en vue de régler à l'amiable le litige.

A défaut d'accord à l'issue d'un délai de 30 jours à compter de la date de la lettre recommandée avec demande d'avis de réception susvisée, conformément à l'article 38 de la Loi n°2000-108 du 10 février 2000 modifiée, la Commission de Régulation de l'Energie peut être saisie par l'une ou l'autre des Parties.

Les éventuels litiges liés à l'application ou à l'interprétation de la présente Convention seront, à défaut d'accord amiable, soumis à la juridiction compétente.

8. DATE D'APPLICATION

La présente convention s'applique à compter de sa date de signature.

Fait en trois exemplaires originaux dont un pour chaque signataire,

à

le

*pour [Le Producteur]
Employeur ou son représentant*

*pour RTE
Directeur du [Nom de
l'URSE]*

*Directeur du GET [Nom du
GET]*



ANNEXE : TITRES & COORDONNEES DES ACTEURS

Poste [tension]kV [Nom du Poste Electrique]	SYSTEME ELECTRIQUE [à compléter] (SE[à compléter]) Adresse : [à compléter]			GET [à compléter] Adresse : [à compléter]	PRODUCTEUR Installation de [à compléter] Adresse : [à compléter]
DOMAINES et INTERVENANTS	SERVICE GESTION PREVISIONNELLE Fax : [à compléter]	SERVICE EXPLOITATION DISPATCHING Fax : [à compléter]	SERVICE RELATIONS CLIENTELE Fax : [à compléter]	GROUPEMENT DE POSTES DE [à compléter] Fax : [à compléter]	
CHARGE D'EXPLOITATION Consignation – Séparation de Réseau - Documents d'accès	X	X	X	Tél.: [à compléter] Horaires [à compléter] (Préciser si nécessaire : Fonction ou équipe)	Tél.: [à compléter] Horaires [à compléter] (Préciser si nécessaire : Fonction ou équipe)
CHARGE DE CONDUITE Manœuvres d'exploitation en régime normal ou perturbé - Travaux urgents, jour J	X	Tél.: [à compléter] Horaires [à compléter] (Préciser si nécessaire : Fonction ou équipe)	X	X	Tél.: [à compléter] Horaires [à compléter] (Préciser si nécessaire : Fonction ou équipe)
PLANIFICATION DE TRAVAUX Séparation de réseau à échéance annuelle jusqu'à semaine S- 1	...	...			
PLANIFICATION DE TRAVAUX Travaux urgents, semaine en cours à J-1					
PROGRAMMES DE FONCTIONNEMENT					
Informations techniques concernant les manques de tension et perturbations subis en temps réel					
Informations techniques a posteriori (au-delà de J+1 ouvrable) - Qualité de l'électricité (manques de tension et perturbations)					
Autre problème ou question relative à l'accès au réseau de transport					



Documentation Technique de Référence

Documentation technique de référence

Chapitre 8

Trames-type

Article 8.7 : Proposition technique et financière pour le raccordement d'un client consommateur

Version 1 applicable à compter du 24 avril 2009

Trame-type
Proposition technique et financière pour le raccordement d'un
client consommateur

PROPOSITION TECHNIQUE ET FINANCIERE N° [..-....-..]
POUR LE RACCORDEMENT DE L'INSTALLATION
DE.....(NOM DU CLIENT)
AU RÉSEAU PUBLIC DE TRANSPORT D'ELECTRICITE

Auteur de la proposition :

RTE EDF Transport, société anonyme à conseil de surveillance et directoire au capital de 2 132 285 690 euros, immatriculée au registre du commerce et des sociétés de Nanterre sous le numéro 444 619 258, dont le siège social est situé Tour Initiale, 1 terrasse Bellini TSA 41000, 92919 LA DEFENSE CEDEX,

représenté par(Nom du Directeur), en sa qualité de Directeur de l'unité
Système Electrique(Nom de l'USE), dûment habilité à cet effet,

ci-après désigné par « RTE ».

Bénéficiaire :

.....(Raison sociale du Client), ...(Indiquer la forme juridique : société anonyme,
société à responsabilité limitée...), dont le siège social est à(Adresse),
immatriculé(e) sous le N° au Registre du Commerce et des Sociétés(Nom du lieu
d'immatriculation),

ci-après désigné(e) par « Client ».

(Les textes écrits en italique, entre parenthèses et surlignés en jaune devront être supprimés dans la version définitive.)

Les textes encadrés devront être maintenus si le cas se présente.

Trame-type
Proposition technique et financière pour le raccordement d'un
client consommateur

SOMMAIRE

CHAPITRE 1 GENERALITES.....	4
ARTICLE 1-1 DEFINITIONS	4
ARTICLE 1-2 OBJET.....	5
ARTICLE 1-3 CADRE CONTRACTUEL DU RACCORDEMENT.....	5
1-3-1 Les différentes étapes du processus de raccordement après acceptation de la PTF par le Client	5
1-3-2 La Convention de Raccordement	6
1-3-3 La Convention d'Exploitation et le CART.....	7
CHAPITRE 2 DISPOSITIONS TECHNIQUES.....	7
ARTICLE 2-1 CARACTERISTIQUES DES OUVRAGES DE RACCORDEMENT	7
2-1-1 Tension de raccordement.....	7
2-1-2 Limites de propriété	7
2-1-3 Point de livraison.....	8
ARTICLE 2-2 CARACTERISTIQUES DE L'INSTALLATION	8
2-2-1 Exigences de RTE	8
2-2-2 Modifications du projet d'Installation	9
2-2-3 Tenue à l'intensité de courant de court-circuit.....	9
ARTICLE 2-3 COMPTAGE.....	9
ARTICLE 2-4 REALISATION DES OUVRAGES	10
2-4-1 Réalisation des ouvrages de raccordement du RPT.....	10
2-4-2 Délai de réalisation des ouvrages de raccordement du RPT.....	10
2-4-3 Réserve sur le délai de réalisation.....	10
2-4-4 Réalisation de l'Installation.....	11
CHAPITRE 3 DISPOSITIONS FINANCIERES.....	11
ARTICLE 3-1 FINANCEMENT DES OUVRAGES DE RACCORDEMENT	11
3-1-1 Principes	11
3-1-2 Frais d'étude et de surveillance - Frais généraux	11
3-1-3 Eléments clés du raccordement :	11
3-1-4 Estimation de la participation financière du Client.....	12
3-1-5 Modalités de paiement	12
3-1-6 Réserves sur le montant de la PTF	13
CHAPITRE 4 AUTRES DISPOSITIONS	14
ARTICLE 4-1 DUREE DE VALIDITE DE LA PTF	14
ARTICLE 4-2 CADUCITE DE LA PTF	14
ARTICLE 4-3 RETRACTATION.....	14
ARTICLE 4-4 CESSION.....	15
ARTICLE 4-5 ASSURANCES	15
ARTICLE 4-6 CONFIDENTIALITE	15
4-6-1 Nature des informations confidentielles.....	15
4-6-2 Contenu de l'obligation de confidentialité.....	16
4-6-3 Durée de l'obligation de confidentialité	16
ARTICLE 4-7 CONTESTATIONS	16
ARTICLE 4-8 PIECES ANNEXEES	17

Trame-type
Proposition technique et financière pour le raccordement d'un
client consommateur

PREAMBULE

(Rappel succinct de l'historique de l'affaire (par exemple si une étude exploratoire et/ou approfondie a été réalisée...) et mention, de manière générale, de tout élément du contexte ayant influé sur la proposition de raccordement ou d'évolution du raccordement

A titre d'exemple :

.....(Nom du Client) a décidé de construire sur le territoire de la commune de, dans le département de, une installation de consommation d'électricité dont les caractéristiques sont précisées en annexe 1. De l'énergie électrique devant être soutirée sur le Réseau Public de Transport (RPT), ...(Nom du Client) a demandé le (date de réception du dossier complet de demande de raccordement) un raccordement de son installation au RPT.

Référence aux courriers échangés (demande de raccordement...)

Présentation des caractéristiques particulières de la demande : courbe de charge irrégulière, process perturbateur, perspectives d'évolution de ses besoins ...)

CHAPITRE 1 GENERALITES

Article 1-1 DEFINITIONS

Les mots ou groupes de mots utilisés dans la présente Proposition Technique et Financière et dont la première lettre est en majuscule ont la signification qui leur est donnée dans la réglementation, ou à défaut dans la Documentation Technique de Référence¹, ou à défaut ci-dessous :

CART :

Contrat entre RTE et le Client relatif à l'accès au RPT.

Convention d'Exploitation en Période d'Essais :

Convention entre RTE et le Client qui précise les relations d'exploitation entre les Parties pendant la période d'essais de l'Installation. Etablie avant la Mise en Service du Raccordement, cette convention devient caduque à la signature de la Convention d'Exploitation.

Mise à Disposition des Ouvrages de Raccordement

Les ouvrages constituant le raccordement sont construits mais la liaison de raccordement n'est pas connectée à l'Installation. La Mise à Disposition des Ouvrages de Raccordement peut être échelonnée dans le temps, en particulier si des adaptations d'ouvrages existants sont nécessaires.

¹ La Documentation Technique de Référence est publiée sur le site Internet de RTE (<http://www.rte-france.com/htm/fr/mediatheque/offre.jsp>).

Trame-type
Proposition technique et financière pour le raccordement d'un
client consommateur

Mise en Service du Raccordement

Les ouvrages constituant le raccordement sont raccordés aux points d'extrémité de l'Installation et la tension est renvoyée du RPT jusqu'aux bornes du sectionneur en limite de propriété de l'Installation.

Mise en Service Industriel de l'Installation

Une Installation est mise en service industriel quand toutes les autorisations ont été obtenues, que tous les contrôles ont été réalisés et sont déclarés conformes par RTE, et que la Convention d'Exploitation et de Conduite est signée par les deux parties.

Périmètre de l'extension :

Il comprend l'ensemble des ouvrages de réseau sur lesquels, si une contrainte apparaît du fait du raccordement, le traitement de cette dernière est susceptible d'être à la charge de l'utilisateur (limitations de la puissance soutirée ou adaptation du réseau existant). Pour chaque projet il est décrit explicitement en annexe 4.

Puissance de raccordement (Pracc) : valeur contractuelle correspondant à la puissance active maximale pour laquelle le Client demande que soit dimensionné le raccordement.

Puissance de soutirage (Ps) : puissance active maximale de soutirage. Sa valeur contractuelle sera précisée dans la convention de raccordement. Cette puissance est inférieure ou égale à la Pracc.

Article 1-2 OBJET

La présente PTF a pour objet de préciser, au vu des éléments fournis par le Client et suite à une étude de faisabilité du raccordement menée par RTE, les conditions générales techniques et financières du raccordement de l'Installation au RPT.

Article 1-3 CADRE CONTRACTUEL DU RACCORDEMENT

1-3-1 Les différentes étapes du processus de raccordement après acceptation de la PTF par le Client

1. RTE réalise une étude détaillée du raccordement, engage la concertation et les procédures administratives en vue de la réalisation des ouvrages de raccordement.
2. Dans les 3 mois qui suivent l'acceptation de la PTF, RTE exprime au Client l'ensemble de ses exigences techniques.
3. Dès que RTE est en mesure d'établir la consistance et le montant ferme et définitif du raccordement, il transmet une Convention de Raccordement au Client.
4. Après réception de cette Convention de Raccordement signée par le Client, RTE réalise les travaux de raccordement.
5. La Mise en Service du Raccordement intervient après la signature par RTE et le Client d'un Contrat d'Accès au Réseau de Transport et d'une Convention d'Exploitation en période d'Essais.

Trame-type
Proposition technique et financière pour le raccordement d'un
client consommateur

6. La Mise en Service Industriel de l'Installation intervient après la réalisation des essais de l'Installation et la signature de la Convention d'Exploitation et de Conduite.

1-3-2 La Convention de Raccordement

La trame type de la Convention de Raccordement est publiée sur le site Internet de RTE (<http://www.rte-france.com...>).

Elle comportera en annexe les cahiers des charges listés ci-dessous qui seront transmis au Client au plus tard 3 mois après l'acceptation de la PTF. Le Client devra préalablement transmettre à RTE l'ensemble des données nécessaires à leur établissement.

Les cahiers des charges sont les suivants :

- "Système de protection et performances d'élimination des défauts d'isolement" ;

- **(Le cas échéant :)** "Cahier des charges pour l'installation d'un équipement de téléinformation sur l'Installation".

- "Cahier des charges pour l'installation des équipements de comptage des énergies du Client"

En tout état de cause, la Convention de Raccordement doit être signée avant le début des travaux de raccordement.

Au moins deux mois avant la date de commencement d'exécution des travaux de raccordement, RTE notifie au Client cette date et lui envoie la Convention de Raccordement. Celui-ci la retourne à RTE dûment datée et signée au plus tard 8 jours calendaires avant la date de commencement d'exécution des travaux de raccordement. A défaut, après mise en demeure par lettre recommandée avec demande d'avis de réception demeurée infructueuse au terme d'un délai de 8 jours calendaires :

- RTE suspendra l'exécution de ses obligations jusqu'à la signature de cette convention. Après réception de la convention signée par le Client, RTE lui notifiera une nouvelle date de Mise à Disposition des Ouvrages de Raccordement qui se substituera de plein droit à celle prévue dans la convention ;
- le Client sera immédiatement redevable de l'intégralité des prestations effectuées par ou pour le compte de RTE et des engagements financiers non remboursables effectués aux entreprises agissant pour son compte ainsi que les prestations à effectuer et résultant de la non-conclusion, si ceux-ci sont supérieurs au montant de l'avance prévue au 3-1-5.

En outre, la présente PTF devient caduque si la Convention de Raccordement n'est pas retournée à RTE signée dans un délai de six mois à compter de son envoi.

Dès sa signature par les parties, la Convention de Raccordement se substitue de plein droit à la PTF acceptée.

Trame-type
Proposition technique et financière pour le raccordement d'un
client consommateur

1-3-3 La Convention d'Exploitation et le CART

La trame type de cette Convention est publiée sur le site Internet de RTE (<http://www.rte-france.com>...).

La trame type du CART est publiée sur le site Internet de RTE (<http://www.rte-france.com>...).

CHAPITRE 2 DISPOSITIONS TECHNIQUES

Article 2-1 CARACTERISTIQUES DES OUVRAGES DE RACCORDEMENT

Les caractéristiques des ouvrages de raccordement, tels qu'envisagés à la date de la présente PTF, sont décrites en annexe 2.

2-1-1 Tension de raccordement

Le domaine de tension de raccordement de référence est le ... kV.

Le raccordement de l'Installation au RPT sera effectué à la tension ... kV.

(Le cas échéant : si le raccordement n'est pas réalisé à la tension de raccordement de référence, en expliciter les raisons).

2-1-2 Limites de propriété

Les ouvrages de raccordement, décrits en annexe 2, font partie du RPT jusqu'à la limite de propriété.

Type de circuit	Limite de propriété
Circuit(s) courants forts	La limite de propriété est située <i>(le cas échéant :)</i> aux chaînes d'ancrage de la ligne sur le portique du poste du Client, ces chaînes faisant partie du RPT <i>(le cas échéant :)</i> aux bornes côté ligne du premier appareil du poste du Client, ces bornes restant sa propriété <i>(le cas échéant :)</i> aux bornes d'extrémité du câble dans le poste du Client, ces bornes ainsi que le parafoudre de phase associé à la tête de câble faisant partie du RPT.

D'autres éléments du RPT sont connectés à l'Installation, pour ceux-ci les limites de propriété sont les suivantes :

Type de circuit	Limite de propriété
Circuit courant issu des réducteurs de mesures	La limite de propriété est située au niveau des bornes d'entrées du court circuitneur se trouvant à l'intérieur d'une armoire spécifique appartenant à RTE.
Circuit tension issu des	La limite de propriété est située au niveau des borniers de

Trame-type
Proposition technique et financière pour le raccordement d'un
client consommateur

réducteurs de mesures	raccordement se trouvant à l'intérieur d'une armoire spécifique appartenant à RTE, ces borniers faisant partie du RPT.
Circuit de terre	Les circuits de terre des liaisons et poste de RTE seront reliés à la terre de l'Installation. La limite de l'Installation est située aux niveaux des connexions.
Alimentation 230 V alternatif	La limite de propriété est située au niveau des borniers de raccordement se trouvant à l'intérieur d'une armoire spécifique appartenant à RTE, ces borniers faisant partie du RPT. La liaison d'alimentation fait partie de l'Installation.
Alimentations 48V continu	La limite de propriété est située au niveau des borniers de raccordement se trouvant à l'intérieur d'une armoire spécifique appartenant à RTE, ces borniers faisant partie du RPT. La liaison d'alimentation fait partie de l'Installation.
Informations mises à disposition du Client	La limite de propriété est située au niveau des borniers de raccordement se trouvant à l'intérieur d'une armoire spécifique appartenant à RTE, ces borniers faisant partie du RPT.

Les limites de propriété pour les liaisons téléphoniques et la transmission des téléinformations sont les suivantes :

Type de circuit	Limite de propriété
Lignes téléphoniques	Le Client est propriétaire des éléments de liaisons téléphoniques et hertziens situés dans l'enceinte de son poste ; au-delà, les installations relèvent de l'opérateur de téléphonie. Pour la liaison téléphonique du comptage, la limite de l'Installation est située au niveau des borniers de raccordement se trouvant à l'intérieur de l'armoire du comptage appartenant à RTE, ces borniers faisant partie du RPT. RTE sera titulaire des abonnements des liaisons.
Systèmes de transmissions de téléinformations	Le Client est propriétaire des éléments du système de transmissions de téléinformations situés dans l'enceinte de son site ; au-delà, les installations relèvent de l'opérateur de téléphonie.

2-1-3 Point de livraison

(Le préciser)

Article 2-2 CARACTERISTIQUES DE L'INSTALLATION

Les principales caractéristiques de l'Installation sont décrites en annexe 1 (annexe transmise par le Client).

2-2-1 Exigences de RTE

L'ensemble des prescriptions contenues dans les textes réglementaires (décret du 27 juin 2003 et arrêté du 4 juillet 2003) sont applicables à l'Installation. Les exigences de RTE contenues

Trame-type
Proposition technique et financière pour le raccordement d'un
client consommateur

dans la Documentation Technique de Référence¹ et applicables à l'Installation, seront exprimées dans les cahiers des charges annexés à la Convention de Raccordement :

- "Système de protection et performances d'élimination des défauts d'isolement" ;
- **(Le cas échéant :)** "Cahier des charges pour l'installation d'un équipement de téléinformation sur l'Installation".
- "Cahier des charges pour l'installation des équipements de comptage des énergies du Client "

Le Client réservera dans son poste les emplacements nécessaires à l'accueil des installations de RTE (armoires de comptage, arrivées des liaisons de raccordement, parafoudres...).

2-2-2 Modifications du projet d'Installation

Le Client informera RTE dans les meilleurs délais de toute modification de son projet d'Installation qui modifie les caractéristiques communiquées à RTE.

2-2-3 Tenue à l'intensité de courant de court-circuit

Le pouvoir de coupure du (des) disjoncteur(s) de l'Installation, le(s) plus proche(s) électriquement de la limite de propriété du RPT, et la tenue au court-circuit des ouvrages du Client devront être adaptés à l'intensité de court-circuit du réseau apportée tant par le RPT que par l'Installation.

Le courant de court-circuit maximal apporté par le RPT en limite de propriété ne dépassera pas la valeur normalisée des paliers techniques constructifs des postes du RPT proches de l'Installation, soit kA.

Article 2-3 COMPTAGE

Sauf demande explicite du Client, les dispositifs de comptage télérelevables des énergies active et réactive, ainsi que les armoires spécialement aménagées dans lesquelles ils seront implantés, seront approvisionnés et installés par RTE, à ses frais, et resteront sa propriété.

RTE procède dans tous les cas à la relève et au contrôle des dispositifs de comptage. En contrepartie, le Client acquitte une redevance de relève et de contrôle, dont le montant est précisé dans le CART.

Sauf dans les cas où RTE n'est pas propriétaire des dispositifs de comptage, il procède au renouvellement et à l'entretien de ces dispositifs. En contrepartie, le Client acquitte une redevance de location d'entretien et de renouvellement dont le montant est, le cas échéant, précisé dans le CART.

Les autres installations faisant partie du comptage, en particulier les coffrets de regroupement et les câbles sous écran cuivre de liaison entre transformateurs de mesure et armoires de

Trame-type
Proposition technique et financière pour le raccordement d'un
client consommateur

comptage, les câbles d'alimentation 230V jusqu'aux borniers de l'armoire de comptage et les liaisons téléphoniques jusqu'aux connecteurs dans l'armoire de comptage seront réalisées par le Client, à ses frais, et resteront sa propriété.

Article 2-4 REALISATION DES OUVRAGES

2-4-1 Réalisation des ouvrages de raccordement du RPT

RTE est responsable de la réalisation des ouvrages de raccordement faisant partie du RPT. Ces ouvrages seront réalisés selon les règles de l'art et conformément à la réglementation en vigueur.

2-4-2 Délai de réalisation des ouvrages de raccordement du RPT

La Mise à Disposition des Ouvrages de Raccordement devant desservir l'Installation interviendra dans un délai de ... à compter de l'acceptation de la présente PTF dans les conditions prévues à l'Article 4-1.

L'enchaînement des tâches et leur placement dans le temps tels qu'estimés à la date de la présente PTF sont présentés en annexe 3.

En cas de non-respect de ce délai de Mise à Disposition des Ouvrages de Raccordement et sous réserve des dispositions de l'article 2-4-3, RTE versera au Client, à titre de dommages et intérêts, une indemnité libératoire égale à 0,2 % du montant indiqué à l'article 3.1.4 par semaine de retard, l'indemnité totale étant plafonnée à 10 % de ce montant.

2-4-3 Réserve sur le délai de réalisation

RTE ne saurait être tenu responsable du non-respect du délai de Mise à Disposition des Ouvrages de Raccordement dans le cas d'événements indépendants de sa volonté, notamment dans les hypothèses énumérées ci-après :

- modification des ouvrages à l'issue des procédures administratives ou à la demande du Client
- retard dans l'obtention des autorisations administratives et amiables
- recours contentieux et oppositions à travaux
- modification de la réglementation imposant des contraintes supplémentaires pour la réalisation des ouvrages
- interruptions imputables au Client, notamment celles provoquées par les retards de paiement ou les retards dans la transmission à RTE des données nécessaires à la réalisation des études techniques de l'avant projet détaillé
- intempéries telles que définies à l'article L.731-2 du code du travail
- découverte d'éléments du patrimoine archéologique

RTE fait ses meilleurs efforts pour éviter ou limiter les retards de Mise à Disposition des Ouvrages de Raccordement, et tient informé le Client de tout risque de retard.

Trame-type
Proposition technique et financière pour le raccordement d'un
client consommateur

2-4-4 Réalisation de l'Installation

Les ouvrages situés dans l'Installation seront réalisés aux frais et sous la responsabilité du Client et resteront sa propriété, RTE n'intervenant pas dans la définition, les choix techniques et la construction des ouvrages situés dans l'Installation. Le Client fera son affaire des autorisations nécessaires à la réalisation de ces ouvrages.

Ces ouvrages devront, tant pour éviter les troubles dans l'exploitation du RPT que pour assurer la sécurité du personnel de RTE, respecter les exigences mentionnées à l'article 2-2-1 de la présente PTF et être établis en conformité avec les règlements et les règles de l'art. RTE ne pourra en aucun cas être tenu responsable des conséquences relatives aux choix techniques et à la mise en œuvre des équipements de l'Installation.

Les plans et spécifications du matériel du poste électrique du Client seront communiqués à RTE, pour information, avant tout commencement d'exécution.

CHAPITRE 3 DISPOSITIONS FINANCIERES

Article 3-1 FINANCEMENT DES OUVRAGES DE RACCORDEMENT

3-1-1 Principes

Les principes appliqués pour la détermination du Périmètre de l'extension et la facturation du raccordement au Client sont détaillés dans l'annexe 4.

3-1-2 Frais d'étude et de surveillance - Frais généraux

Ces coûts d'établissement du raccordement comprennent des charges forfaitaires :

- pour frais d'étude et de surveillance : 7,5 % ;
- pour frais généraux :
 - * Tranche de travaux inférieure à 152 k€ : Lignes aériennes et postes : 7,5% ;
Câbles souterrains : 5 %.
 - * Tranche de travaux supérieure à 152 k€ : Lignes aériennes et postes : 5% ;
Câbles souterrains : 3 %.

3-1-3 Eléments clés du raccordement :

Le domaine de tension de raccordement de référence est le ... kV.

Trame-type
Proposition technique et financière pour le raccordement d'un
client consommateur

La liaison directe à la tension de référence entre l'installation et le poste de transformation vers le niveau supérieur le plus proche est constituée par : *(description succincte de ce raccordement et de son coût)*

Le domaine de tension effectif du raccordement est le ... kV.

Le raccordement proposé par RTE est constitué par : *(description succincte de ce raccordement et de son coût)*

3-1-4 Estimation de la participation financière du Client

L'estimation du montant à la charge du Client est de€ *(montant en lettres)*, aux conditions économiques de*(mois et année)*

(Le cas échéant : facturation sur la base du raccordement réalisé)

Le détail de ce montant estimatif est fourni en annexe 4. Il est précisé que celui-ci a été réalisé au vu des éléments fournis par le Client et résulte d'une étude de faisabilité effectuée par RTE.

RTE s'engage à ce que, après des études de détail, un montant ferme et définitif sous les mêmes réserves que celles indiquées au 3-1-6, soit établi. Ce montant sera indiqué dans la Convention de Raccordement et ne pourra excéder de plus de 15% le montant estimatif révisé, dans les conditions ci-dessous, en cas de réalisation des ouvrages de raccordement tels qu'ils sont prévus à l'Article 2-1 et sous réserve des dispositions du 3-1-6.

Le montant estimatif sera révisé sur la base de l'évolution de l'index TP 12 (index Travaux Publics, Réseaux d'électrification avec fournitures) entre la date d'envoi de la présente PTF et la date de signature de la Convention de Raccordement.

(Le cas échéant : facturation sur la base de la liaison directe à la tension de référence entre l'installation et le poste de transformation vers le niveau supérieur le plus proche)

Le coût d'établissement des ouvrages constituant la liaison de raccordement étant supérieur au coût de la liaison directe à la tension de référence entre l'installation et le poste de transformation vers le niveau supérieur le plus proche, c'est cette dernière qui servira de base pour le calcul de la contribution du Client.

Le détail du montant estimatif de ce raccordement est fourni en annexe 4. Il est précisé que celui-ci a été réalisé au vu des éléments fournis par le Client et résulte d'une pré-étude (étude de faisabilité) effectuée par RTE. Pour la Convention de Raccordement, ce montant estimatif sera révisé sur la base de l'évolution de l'index TP 12 (index Travaux Publics, Réseaux d'électrification avec fournitures) entre la date d'envoi de la présente PTF et la date de signature de la Convention de Raccordement.

3-1-5 Modalités de paiement

Le Client réglera RTE selon les modalités suivantes :

- 10% du montant estimatif mentionné au 3-1-4, au moment de l'acceptation de la PTF, soit euros ;
- 30 % du montant ferme et définitif à la réception de la facture de RTE du premier acompte faisant suite à la signature de la Convention de Raccordement ;

Trame-type
Proposition technique et financière pour le raccordement d'un
client consommateur

- 30 % du montant ferme et définitif, à la réception de la facture de RTE du deuxième acompte, 6 mois après le début des travaux de raccordement, si ces travaux durent plus de 6 mois ;
- le solde à la réception de la facture soldante de RTE, lorsque les travaux de raccordement sont terminés.

Les sommes susvisées seront majorées des taxes et impôts en vigueur à la date d'émission des factures.

Le Client procèdera au règlement de l'avance de 10 % concomitamment à l'envoi à RTE de la PTF datée et signée par ses soins, en utilisant la demande d'avance jointe à la PTF.

Il pourra effectuer son règlement par chèque à l'ordre de RTE ou par virement, dans un délai de 3 mois à compter de la date d'envoi de la PTF par RTE.

Le chèque ou un justificatif du virement, sera joint à la PTF signée par le Client.

Après réception du règlement, RTE adressera au Client une facture d'avance sur laquelle sera apposée la mention spéciale « acquittée ».

Le paiement de l'avance de 10% vaut acceptation définitive de la PTF par le Client. RTE n'engagera les démarches et les études nécessaires au raccordement de l'Installation qu'après règlement de cette avance.

Pour un paiement par virement de compte à compte, il doit être effectué sur le compte bancaire de RTE :

SOCIETE GENERALE AGENCE PARIS OPERA

6 RUE AUBER 75009 PARIS

IBAN: FR76 30003 04170 00020122549 - 73 - SWIFT : SOGEFRPPHPO

L'ordre de virement doit comporter la référence de la PTF. Pour un virement SWIFT, le Client demande à sa banque d'indiquer la référence de la PTF dans le champ « motifs de paiement ». En cas d'absence de cette identification, des frais de gestion d'un montant de 100 euros sont facturés au Client.

3-1-6 Réserves sur le montant de la PTF

En cas d'événement indépendant de la volonté de RTE conduisant à une augmentation du coût des ouvrages de raccordement tels qu'ils sont prévus dans la présente PTF, le montant à la charge du Client sera révisé le cas échéant au-delà du seuil de 15 % fixé au 3-1-4

Il en sera ainsi notamment dans les cas suivants :

- modification des ouvrages à l'issue des études et des procédures administratives ou à la demande du Client ;
- modification des caractéristiques des ouvrages de raccordement en cours ou à l'issue des procédures administratives et amiables telle que la mise en souterrain, la mise en place de pylônes plus onéreux, le changement de tracé ;
- modification de la réglementation imposant des contraintes supplémentaires pour la réalisation des ouvrages ;

Trame-type
Proposition technique et financière pour le raccordement d'un
client consommateur

- surcoût lié à la qualité des sols rencontrés (notamment suite à l'étude géotechnique : nécessité de pieux, de fondations particulières, de rabattement de nappe phréatique, sols pollués, ...);
- Surcoût lié à la découverte d'éléments du patrimoine archéologique.

CHAPITRE 4 AUTRES DISPOSITIONS

Article 4-1 DUREE DE VALIDITE DE LA PTF

Cette proposition annule et remplace toutes propositions, tous documents, échanges de lettre relatifs au même objet qui auraient pu être établis antérieurement à sa date de signature par RTE.

Elle engage RTE pendant une durée de 3 mois à compter de la date d'envoi au Client. Si à l'expiration de ces 3 mois, la PTF datée et signée par le Client ou le règlement de l'avance de 10% visée au 3-1-5 ne sont pas parvenus à RTE, la PTF sera caduque de plein droit et n'engagera plus RTE.

Dans cette hypothèse, si le Client souhaite de nouveau un raccordement, il devra adresser à RTE une nouvelle demande qui fera l'objet d'une nouvelle PTF.

Une fois signée par les deux parties, la PTF revêt un caractère contractuel.

(Le cas échéant : dans le cadre d'un raccordement par une liaison à une cellule disjoncteur, dans les cas où la réalisation par RTE de la prestation pour la conception, la construction, l'exploitation et la maintenance de la cellule propriété du Client est imposée par RTE)

A défaut de l'acceptation formelle par le Client de l'offre de prestation pour la conception, la construction, l'exploitation et la maintenance de la cellule propriété du Client, et du versement de l'avance de 10% du montant de cette prestation dans le délai imparti, la présente PTF sera caduque de plein droit.

Article 4-2 CADUCITE DE LA PTF

La présente PTF sera caduque dans le cas décrit au 1.3.3.

Article 4-3 RETRACTATION

Après l'acceptation définitive de la PTF, le Client peut à tout moment renoncer au raccordement de son Installation par l'envoi à RTE d'une lettre recommandée avec demande d'avis de réception.

Trame-type
Proposition technique et financière pour le raccordement d'un
client consommateur

En cas de rétractation, le Client doit régler l'intégralité des prestations effectuées par ou pour le compte de RTE et des engagements financiers non remboursables contractés par RTE. De plus, si le montant des frais engagés par RTE est inférieur au montant déjà versé au titre de la présente PTF, ce dernier reste acquis à RTE sauf si le Client peut justifier que la rétractation provient d'une cause étrangère qui ne peut lui être imputée. Enfin, si en raison des délais d'approvisionnement de certains matériels et pour respecter le délai de Mise à Disposition des Ouvrages de Raccordement, RTE doit passer une commande avant la signature de la Convention de Raccordement, il demandera au Client de s'engager par écrit envers RTE à prendre en charge les coûts correspondants en cas de renoncement ultérieur à son projet, sans préjudice des obligations définies aux paragraphes précédents. A défaut d'un tel engagement, RTE ne passera pas la commande de matériel et ne pourra être tenu responsable du dépassement du délai de Mise à Disposition des Ouvrages de Raccordement lié au retard d'approvisionnement de ce matériel.

Article 4-4 CESSION

La présente PTF n'est cessible qu'à une société contrôlée par le Client ou à la société contrôlant le Client, au sens de l'article L.233-3 du code de commerce, sous réserve de l'information écrite préalable de RTE.

Article 4-5 ASSURANCES

RTE et le Client souscrivent respectivement auprès de compagnies d'assurances notoirement solvables, une assurance responsabilité civile couvrant tous les dommages susceptibles de survenir du fait ou à l'occasion de l'exécution des travaux de raccordement ou imputables au fonctionnement de leurs installations respectives.

Au moment de la signature de la Convention de Raccordement, RTE et le Client se transmettront une attestation d'assurance précisant la nature et les montants garantis. Par la suite, à la demande de l'une des parties (le Client ou RTE), l'autre partie lui adresse, par tout moyen, l'attestation d'assurance correspondante, datant de moins de [2] mois, qui doit mentionner notamment les faits générateurs et les montants garantis. Elles se transmettront tout avenant modifiant de manière significative leur police.

Article 4-6 CONFIDENTIALITE

4-6-1 Nature des informations confidentielles

En application de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000, RTE doit préserver la confidentialité des informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique dont la communication serait de nature à porter atteinte aux règles de concurrence libre et loyale et de non-discrimination imposées par la loi et dont la liste et les conditions sont fixées par le décret n° 2001-630 du 16 juillet 2001.

Trame-type
Proposition technique et financière pour le raccordement d'un
client consommateur

Pour les informations non visées par ce décret, chaque partie détermine et en informe l'autre partie, par tout moyen à sa convenance, les informations, de tout type et sur tout support, qu'elle considère comme confidentielles.

4-6-2 Contenu de l'obligation de confidentialité

Pour les informations confidentielles visées par le décret précité et conformément à son article 2-II, le Client autorise RTE à communiquer à des tiers (par exemple à une entreprise intervenant dans le cadre des procédures administratives ou chargée d'exécuter pour le compte de RTE des études pour le raccordement...) ces informations confidentielles si cette communication est nécessaire à l'exécution de la présente PTF.

Pour les informations confidentielles non visées par le décret précité, RTE et le Client s'autorisent à communiquer à des tiers ces informations confidentielles si cette communication est nécessaire à l'exécution de la présente PTF.

RTE et le Client s'engagent à ce que les tiers, destinataires d'informations confidentielles dans les conditions ci-dessus, prennent les mêmes engagements de confidentialité que ceux définis au présent article. A ce titre, la partie destinataire d'une information confidentielle s'engage à prendre, vis-à-vis de ses salariés, des sous-traitants et de toute personne physique ou morale qu'elle mandate pour participer à l'exécution de la présente PTF, toutes les mesures utiles, notamment contractuelles, pour faire respecter par ceux-ci la confidentialité des informations dont ils pourraient avoir connaissance. Elle prend, en outre, toutes les dispositions utiles pour assurer la protection physique de ces informations, y compris lors de l'archivage de celles-ci.

Chaque partie notifie par écrit, dans les plus brefs délais, à l'autre partie toute violation ou présomption de violation des obligations découlant du présent article.

Les obligations résultant du présent article ne s'appliquent pas, en cas de divulgation d'une information confidentielle :

- si la partie qui en est à l'origine apporte la preuve que cette information était déjà accessible au public ou a été reçue ou obtenue par elle, licitement, sans violation des dispositions du présent article ;
- dans les cas visés par le décret n° 2001-630 du 16 juillet 2001 susvisé ;
- dans le cadre de l'application de dispositions législative ou réglementaire (procédures administratives de construction des ouvrages de raccordement notamment) ;
- dans le cadre d'une procédure contentieuse impliquant le Client et RTE.

4-6-3 Durée de l'obligation de confidentialité

RTE et le Client s'engagent à respecter le présent engagement de confidentialité pendant une durée de cinq ans après l'expiration de la Convention de Raccordement.

Article 4-7 CONTESTATIONS

En cas de contestation relative à l'interprétation ou l'exécution de la PTF, les Parties se rencontrent en vue de rechercher une solution amiable.

A cet effet, la partie demanderesse adresse à l'autre Partie une demande précisant :

Trame-type
Proposition technique et financière pour le raccordement d'un
client consommateur

- La référence de la PTF (titre et date de signature) ;
- L'objet de la contestation ;
- La proposition d'une rencontre en vue de régler à l'amiable le litige.

A défaut d'accord à l'issue d'un délai de 30 jours à compter de la demande susvisée, conformément à l'article 38 de la loi 2000-108, « en cas de différend entre les gestionnaires des réseaux publics de transport ou de distribution lié à l'accès aux dits réseaux ou à leur utilisation, notamment en cas de refus d'accès [...] ou de désaccord sur la conclusion, l'interprétation ou l'exécution des contrats, la Commission de Régulation de l'Energie peut être saisie par l'une ou l'autre des parties ».

Les litiges portés devant une juridiction sont soumis au Tribunal de Commerce de Paris.

Article 4-8 PIECES ANNEXEES

Les annexes font intégralement partie de la présente proposition.

Annexe 1 : Caractéristiques de l'Installation

Annexe 2 : Caractéristiques des ouvrages de raccordement

Annexe 3 : Planning estimatif

Annexe 4 : Principes de la détermination de la contribution financière du Client

A.....

Le

Pour RTE

ANNEXE 1

CARACTERISTIQUES DE LA DEMANDE ET DE L'INSTALLATION

Trame-type
Proposition technique et financière pour le raccordement d'un
client consommateur

CARACTERISTIQUES DE LA DEMANDE

Puissance de raccordement (Pracc) demandée : MW

Echéancier éventuel de mise à disposition de la Pracc :

Puissance de soutirage (Ps) envisagée : MW

Echéancier éventuel de mise à disposition de la Ps :

Evolutions envisageables du site de consommation : *(agrandissement possible, garantie future,.. évolutivité)*

Contraintes de qualité d'alimentation du client : [Préciser si le client est sensible à un certain type de coupures, leurs conséquences sur leur production, niveau de Pcc]

Demande d'alimentation de secours : OUI/NON

Niveau de puissance demandé en secours :

Adéquation de la solution proposée avec les contraintes du client :

(Préciser si les contraintes du client ont conduit à écarter des solutions (piquage par exemple) ou bien au contraire, si le client a privilégié une solution « de moindre coût » au détriment de la QdE.)

(Joindre l'ensemble des données demandées au préalable, y compris les paragraphes relatifs au caractère perturbateur de l'installation.)

CARACTERISTIQUES DE L'INSTALLATION

En aval de la limite de propriété, seront raccordés les ouvrages du Client énumérés ci-après :

(Description des ouvrages connus et leurs principales caractéristiques, par exemple :

- les disjoncteurs avec leurs pouvoirs de coupure et leurs technologies,*
- les sectionneurs et les tensions et intensités nominales,*
- tenue diélectrique de l'Installation (dispositions retenues par rapport à la zone de pollution et tensions de tenue aux chocs de foudre et de manœuvres ...)*
- tenue mécanique du jeu de barres, des supports isolants, ...*
- réducteurs de mesures et leur classe ainsi que les rapports et les puissances,*
- transformateurs et leurs puissances, couplages, MALT, tensions primaire et secondaire ainsi que la tension de court-circuit ,*
- automate de reprise de charge...*

(Eventuellement un schéma commenté pour accompagner cette description.)

ANNEXE 2

CARACTERISTIQUES DES OUVRAGES DE RACCORDEMENT

Trame-type
Proposition technique et financière pour le raccordement d'un
client consommateur

(Brève description du schéma du raccordement. Par exemple : le schéma retenu est un raccordement en antenne sur le poste Y.

Consistance technique et caractéristiques des ouvrages HTB de raccordement, y compris leur capacité:

*1- éventuellement les caractéristiques des ouvrages avant le raccordement,
2- la création et la modification des ouvrages existants, nécessaires au raccordement de l'installation.*

Pour les ouvrages HT (sections, câble de garde, types de pylônes fondations prévues, type de pose, passage en sous œuvre, etc.)

Pour les ouvrages BT (protections et automates, système de transmission de téléinformations, etc.)

- ☐ *le cas échéant : les ouvrages BT de gestion des effacements, et leur gestion dans le temps ;*
- ☐ *le cas échéant : les ouvrages déposés.*

Le secours est à considérer comme un autre raccordement s'il s'agit d'un raccordement HTA. Le Client doit faire la demande de cet autre raccordement au gestionnaire de réseau de distribution concerné.

En cas de facturation de la liaison directe à la tension de référence entre l'installation et le poste de transformation vers le niveau supérieur le plus proche, consistance technique et caractéristiques des ouvrages HTB, ce raccordement étant celui facturé et non celui réalisé (joindre un schéma).

Le cas échéant, décrire les adaptations du réseau à la charge du Client (dans le cas de contraintes dans le périmètre Client) : description des travaux, coût, délai de réalisation.

ANNEXE 3

PLANNING ESTIMATIF

La concertation et l'instruction administrative des projets de construction d'ouvrages du réseau de transport sont détaillés dans le planning ci-dessous.

(Pour chaque PTF les délais associés seront précisés et explicités au regard des caractéristiques et du contexte du raccordement.)

[illegible]

Les procédures résumées ci-dessus présentent les cas les plus courants, et ne sont pas exhaustives. Certaines contraintes environnementales ou réglementaires peuvent conduire l'administration à appliquer des procédures complémentaires. Elles n'incluent pas de débat public, pour les lignes à 400kV de longueur > 10km ou les lignes aériennes à 225 kV de longueur > 15km. Elles ne prennent pas en compte la procédure de mise en compatibilité des documents d'urbanisme. Elles n'incluent pas les situations de désaccord sur les consultations des maires et des services, sur la consultation pour le projet d'exécution ou le permis de construire. Sont incluses les procédures liées aux travaux nécessaires dans les postes encadrants. Pour la création d'un nouveau poste, les délais globaux sont sensiblement identiques, hors procédure

Elles n'incluent pas de débat public, pour les lignes à 400kV de longueur > 10km ou les lignes aériennes à 225 kV de longueur > 15km.
Elles ne prennent pas en compte la procédure de mise en compatibilité des documents d'urbanisme.
Elles n'incluent pas les situations de désaccord sur les consultations des maires et des services, sur la consultation pour le projet d'exécution ou le permis de construire.
Sont incluses les procédures liées aux travaux nécessaires dans les postes encadrants. Pour la création d'un nouveau poste, les délais globaux sont sensiblement identiques, hors procédure

Elles ne prennent pas en compte la procédure de mise en compatibilité des documents d'urbanisme.
Elles n'incluent pas les situations de désaccord sur les consultations des maires et des services, sur la consultation pour le projet d'exécution ou le permis de construire.
Sont incluses les procédures liées aux travaux nécessaires dans les postes encadrants. Pour la création d'un nouveau poste, les délais globaux sont sensiblement identiques, hors procédure

Elles n'incluent pas les situations de désaccord sur les consultations des maires et des services, sur la consultation pour le projet d'exécution ou le permis de construire. Sont incluses les procédures liées aux travaux nécessaires dans les postes encadrants. Pour la création d'un nouveau poste, les délais globaux sont sensiblement identiques, hors procédure

Sont incluses les procédures liées aux travaux nécessaires dans les postes encadrants. Pour la création d'un nouveau poste, les délais globaux sont sensiblement identiques, hors procédure

ANNEXE 4

PRINCIPES DE LA DETERMINATION DE LA CONTRIBUTION FINANCIERE DU CLIENT

(Introduire dans cette annexe une description explicite du périmètre de contribution financière du client à son raccordement ainsi que des principes de contribution au financement des ouvrages de raccordement.)

Trame-type
Proposition technique et financière pour le raccordement d'un
client consommateur

Tableau de répartition des charges

(Attention, le coefficient d'abattement de 30 % est à appliquer pour tous les raccordements en coupure sur le RPT sur les deux liaisons ainsi que sur le poste. En revanche, dans le cas d'un raccordement en double antenne (liaisons dédiées pour l'utilisateur), il n'est pas applicable sur la liaison de secours ou complémentaire.)

	Liaison principale		Liaison de secours	
Montant des travaux				
ligne aérienne	0	K€	0	K€
cable souterrain	0	K€	0	K€
poste	0	K€	0	K€
TOTAL Travaux	0	K€	0	K€

Frais d'ingénierie				
ligne aérienne	0	K€	0	K€
cable souterrain	0	K€	0	K€
poste	0	K€	0	K€
TOTAL Ingénierie	0	K€	0	K€

	Abattement	30%		
Coût par liaison		K€		K€
Participation client par liaison pa		K€		K€
Participation RTE		K€		K€
Total général client		0,00	K€	

Trame-type
Proposition technique et financière pour le raccordement d'un
client consommateur

Facturation des ouvrages dans les postes :

TRAVAUX POSTE							
	nombre de cellules	Coût Cellules (k€)	Coût Ouvrages généraux (k€)	Coût conception et concertation (k€)	Coût Autres prestations (k€)	Coût total par poste (k€)	Caractéristiques des cellules
Poste 1		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	nom des cellules et type (technologie utilisée et caractéristiques)
Poste 2		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	nom des cellules et type (technologie utilisée et caractéristiques)
Poste ..		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	nom des cellules et type (technologie utilisée et caractéristiques)
Poste Z		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	nom des cellules et type (technologie utilisée et caractéristiques)
TOTAL		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	

Décomposition des rubriques	
Ouvrages généraux	Démolition, nettoyage de terrain, abattage, terrassement, nivellement, traitement du sol, drainage, routes, pistes, aires bétonnées, réseau de terre, services auxiliaires, télécommunication, bâtiments, aménagements paysagers ...
Cellule	Disjoncteurs, sectionneurs, protections, 1/2 bâtiment de relayage, liaisons HT, jeu de barres ...
Conception et concertation	Etudes d'impact et de concertation, achat de terrain, études topologiques et topographiques, études techniques, études de sols, dossiers administratifs ...
Autres prestations	Dépenses particulières (consignation, travaux provisoires ...), contrôle, coordination sécurité, réception et mise en service, divers électriques, divers ...

Trame-type
Proposition technique et financière pour le raccordement d'un
client consommateur

Facturation des liaisons :

Désignation	L (km)	Coût Fournitures principales (k€)	Coût Travaux de construction (k€)	Coût conception et concertation (k€)	Coût Autres prestations (k€)	Coût total par tronçon (k€)	Caractéristiques du tronçon
Tronçon 1		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	technologie utilisée (souterrain aérien avec le nombre de ternes posés ainsi que la section des conducteurs, type de pylône)
Tronçon 2		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	technologie utilisée (souterrain aérien avec le nombre de ternes posés ainsi que la section des conducteurs, type de pylône)
Tronçon ...		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	technologie utilisée (souterrain aérien avec le nombre de ternes posés ainsi que la section des conducteurs, type de pylône)
Tronçon z		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	technologie utilisée (souterrain aérien avec le nombre de ternes posés ainsi que la section des conducteurs, type de pylône)
TOTAL Alimentation	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	

	LIGNE AERIENNE	CABLE SOUTERRAIN
Fournitures principales	Fourniture des supports y compris embases, des câbles conducteurs, des câbles de garde, des matériels d'équipement et des isolateurs, des matériels télécom ...	Fourniture des câbles de puissance, des extrémités et des jonctions des câbles de puissance, des câbles de terre, des câbles de communication et accessoires des câbles de communication ...
Travaux de construction	Déboisement, opérations préliminaires, installations de chantier, génie civil, montage et levage des superstructures, déroulage des conducteurs, déroulage des câbles de garde, mise en place des chaînes d'isolateurs et accessoires, mise en place des protections	Aménagements, démolitions, fouilles, chambre de jonction, remblais, préparation du chantier de pose, essai de gaine de la liaison, préparation du chantier câblé, réfection, tirage des différents câbles, montages des extrémités et des accessoires ...
Conception et concertation	Etudes d'impact et de concertation, études topologiques et techniques, études de sols, dossiers administratifs ...	Etudes d'impact et de concertation, études topographiques et techniques, études de sols, étude et métré câblés, dossiers administratifs ...
Autres prestations	Dépenses particulières (consignation, travaux provisoires ...), contrôle, coordination sécurité, réception et mise en service ...	Ouvrages d'art, dépenses particulières (consignation, travaux provisoires ...), contrôle, coordination sécurité, réception et mise en service ...

Trame-type
Proposition technique et financière pour le raccordement d'un
client consommateur

CONTRACTANTS

RTE Réseau de transport d'électricité

Tour Initiale - 1, Terrasse Bellini, TSA 41000

92919 La Défense Cedex

Société Anonyme à conseil de surveillance
et directoire au capital de 2 132 285 690 €

Identifiant TVA : FR19444619258

Siren RTE : 444 619 258 RCS Nanterre

NAF : 35.12Z Transport d'électricité

Représenté par : X

En qualité de : Xxxxxx

Ci-après désignée « RTE »

XXX

Xxxxxxxx

XX XXX Xxxxxxx

Société xxxxxxxx,
au capital de X €

Identifiant TVA : FRXXXXXXXXXX

Siren : XXX XXX XXX RCS Xxxxx

NAF: XXXXX

Représenté par : X

En qualité de : Xxxxxx

Ci-après désignée le « **Responsable de
Programmation** »

OBJET

**Contrat relatif à la Gestion Prévisionnelle pour les Responsables de Programmation
de la production photovoltaïque et éolienne**

N°du Contrat : [à compléter]

[Les remarques entre crochets ont pour but d'expliquer comment remplir et/ou compléter les champs à renseigner. Elles n'apparaissent pas dans la version à signer par le Responsable de Programmation]

DUREE

Le Contrat prend effet le 01/XX/201X pour une durée de trois ans.

Il est tacitement renouvelé par périodes de 1 an sauf dénonciation par l'une des Parties au moins 3 mois avant l'échéance par lettre recommandée avec demande d'avis de réception.

SIGNATURES (CONTRAT A SIGNER EN DOUBLE EXEMPLAIRE ; PARAPHER CHAQUE PAGE)

Pour RTE

Pour XXX

Date :

Date :

Nom et qualité du signataire :

Nom et qualité du signataire :

Sommaire

1	PREAMBULE	4
2	OBJET DU CONTRAT ET CHAMP D'APPLICATION	4
2.1	Objet	4
2.2	Périmètre contractuel	5
3	COORDINATION SELON UN CYCLE SEMESTRIEL	5
3.1	Transmission par le Responsable de Programmation des données nécessaires à la réalisation par RTE des études prévisionnelles d'exploitation.....	5
3.2	Réponse de RTE : Planning de Référence.....	5
3.3	Transmission du Planning de Référence.....	6
4	COORDINATION SELON UN CYCLE HEBDOMADAIRE.....	6
4.1	Transmission par le Responsable de Programmation du Planning d'Indisponibilités hebdomadaire et des données nécessaires à la réalisation par RTE des études prévisionnelles d'exploitation	6
4.2	Réponse de RTE : actualisation du Planning de Référence à l'échéance hebdomadaire.....	6
4.3	Transmission du Planning de Référence hebdomadaire	7
5	PERIODES DE CORRELATION	7
6	INDISPONIBILITES COMPLEMENTAIRES DES LIAISONS DE RACCORDEMENT.....	7
6.1	Principes	7
6.1.1	Placement des Indisponibilités complémentaires	8
6.1.2	Engagement de RTE en matière d'Indisponibilité complémentaire des Liaisons de Raccordement.....	8
6.1.3	Modalités d'application de l'engagement de RTE en matière d'Indisponibilité complémentaire des Liaisons de Raccordement	8
6.2	Mode opératoire.....	9
6.2.1	Service de référence	9
6.2.2	Service optionnel	9
7	MODALITES DE MODIFICATION DU PLANNING DE REFERENCE	9
7.1	Principes	9
7.1.1	Demande du Responsable de Programmation.....	9
7.1.2	Demande de RTE	10
7.2	Modification soumise à l'accord de l'autre Partie.....	10
7.2.1	Etablissement et envoi de la demande de modification	10
7.2.2	Traitement de la demande de modification.....	10
8	SIGNAUX D'ALERTE.....	10

9	NON RESPECT DU PLANNING DE REFERENCE	11
9.1	Du fait de RTE	11
9.2	Du fait du Responsable de Programmation	11
10	DISPOSITIONS GENERALES	11
10.1	Retour d'expérience	11
10.2	Force Majeure	12
10.3	Entrée en vigueur de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires – Clause d'adaptation	13
10.4	Cession	13
10.5	Résiliation	13
10.6	Confidentialité	13
10.6.1	Nature des informations confidentielles	13
10.6.2	Contenu de l'obligation de confidentialité	14
10.6.3	Durée de l'obligation de confidentialité	14
10.7	Contestations et règlement des litiges	14
10.8	Notifications	15
10.9	Territorialité du Contrat	15
10.10	Droit applicable et langue du Contrat	15
Annexe 1.	Liste des Ensembles Raccordés	16
Annexe 2.	Coordonnées des responsables de RTE et du Responsable de Programmation	17
Annexe 3.	Glossaire	18
Annexe 4.	Format du Planning d'Indisponibilités à l'échéance semestrielle	21
Annexe 5.	Nature et échéance des échanges d'informations hebdomadaire et infra-hebdomadaire	22
Annexe 6.	Format du Planning d'Indisponibilité à l'échéance hebdomadaire	23
Annexe 7.	Modalités de fixation de la Période de Moindre Productible	24
Annexe 8.	Modalités de transmissions des périodes d'entretien des Ensembles Raccordés	26

1 PREAMBULE

L'article L. 321-10 du code de l'énergie dispose que « le gestionnaire du réseau public de transport assure à tout instant l'équilibre des flux d'électricité sur le réseau, ainsi que la sécurité, la sûreté et l'efficacité de ce réseau, en tenant compte des contraintes techniques pesant sur celui-ci ».

En outre, en application de l'article 18 du cahier des charges de la concession à RTE du réseau public de transport d'électricité, annexé à l'avenant du 30 octobre 2008 à la convention du 27 novembre 1958, RTE peut interrompre le service d'accès au réseau, en vue de réaliser des opérations de développement, d'exploitation et d'entretien des ouvrages du Réseau Public de Transport (RPT). Toutefois, RTE doit s'efforcer de réduire au minimum ces interruptions et de les situer, dans la mesure du possible, aux époques et heures susceptibles de provoquer le moins de gêne possible au Responsable de Programmation.

Dès lors, il est nécessaire d'organiser entre le Responsable de Programmation et RTE les échanges d'informations permettant au Responsable de Programmation de préparer l'optimisation de l'utilisation de son ou de ses Installation(s) de production, d'une part, et à RTE d'élaborer ses plannings d'interventions sur le RPT en minimisant leur impact vis-à-vis du Responsable de Programmation, d'autre part.

Les conséquences financières éventuelles en cas de non respect des engagements des Parties sont traitées dans le contrat cadre de traitement des accords en amont du J-1 et/ou dans un accord en amont du J-1.

Le présent contrat (dénommé ci-après le « Contrat ») s'applique aux Installations de production relevant du Responsable de Programmation et directement raccordées au RPT.

2 OBJET DU CONTRAT ET CHAMP D'APPLICATION

2.1 OBJET

Le présent Contrat a pour objet de définir les modalités de la coordination entre le Responsable de Programmation d'un ou plusieurs Ensemble(s) Raccordé(s) de Production photovoltaïque (PV) et/ou éolienne et RTE, en vue de planifier les Indisponibilités des générateurs raccordés sur le RPT d'une part et du RPT d'autre part.

Cette coordination s'effectue selon les principes suivants :

- Le Responsable de Programmation établit et communique à RTE un Planning d'Indisponibilité pour entretien et maintenance des ouvrages qui lui sont rattachés ;
- Le Responsable de Programmation détermine et communique à RTE une Période de Moindre Productible de 6 semaines placées par le Responsable de Programmation en dehors de la période du 15 décembre au 15 mars inclus de chaque année ;
- Ces éléments donnent à RTE la visibilité nécessaire pour placer les Indisponibilités du RPT en minimisant la gêne occasionnée au Responsable de Programmation, sans qu'il n'en résulte pour ce dernier aucun droit à indemnité.

Le Contrat est applicable à tous les Sites regroupés en un même Point De Connexion du RPT, appelés « Ensembles Raccordés », énumérés en Annexe 1. Cette annexe précise également les conditions et les modalités d'évolution de cette liste.

Les mots en majuscule ont la signification qui leur est donnée dans le glossaire situé en Annexe 3 du Contrat. Les termes du glossaire s'appliqueront autant au singulier qu'au pluriel.

2.2 PERIMETRE CONTRACTUEL

Le Contrat comprend le présent document et ses Annexes.

3 COORDINATION SELON UN CYCLE SEMESTRIEL

3.1 TRANSMISSION PAR LE RESPONSABLE DE PROGRAMMATION DES DONNEES NECESSAIRES A LA REALISATION PAR RTE DES ETUDES PREVISIONNELLES D'EXPLOITATION

Le Responsable de Programmation transmet semestriellement à RTE avant le 1er du mois de juin N et de décembre N, un Planning d'Indisponibilités comportant pour chaque Ensemble Raccordé les données suivantes :

- Les périodes d'entretien des Ensembles Raccordés entraînant une limitation ou un arrêt de la production, en détaillant les dates de début et de fin de chaque période d'Indisponibilité ;
- La Période de Moindre Productible annuelle de 6 semaines, choisie par le Responsable de Programmation et placée en dehors de la période 15 décembre – 15 mars inclus.

En juin de l'année N, les données sont fournies pour la période allant jusqu'au mois de juin de l'année N+1 ; en décembre, les données sont fournies pour la période allant jusqu'au mois de décembre de l'année N+1.

La Période de Moindre Productible de 6 semaines est établie de décembre N à décembre N+1, selon les modalités décrites dans l'Annexe 7.

Les périodes d'entretien des Ensembles Raccordés sont décrites selon les modalités décrites dans l'Annexe 8.

3.2 REPONSE DE RTE : PLANNING DE REFERENCE

Suite à la réception des données du cycle semestriel, RTE Notifie au Responsable de Programmation avant la fin du mois de décembre ou de juin :

- Les périodes de corrélation telles que définies à l'article 5 : Indisponibilités du RPT survenant durant une Indisponibilité pour entretien des Ensembles Raccordés ou survenant durant la Période de Moindre Productible ;
- Les Indisponibilités des Liaisons de Raccordement au RPT des Ensembles Raccordés, telles que définies à l'article 6 et non obligatoirement concomitantes à une Indisponibilité pour entretien des Ensembles Raccordés ou à la Période de Moindre Productible.

Le Planning d'Indisponibilités ainsi complété par RTE, constitue le Planning de Référence pour les 6 mois à venir à compter du 1er janvier (pour les échanges ayant lieu en décembre) ou du 1er juillet (pour les échanges ayant lieu en juin).

Toute modification du Planning de Référence s'effectue suivant les modalités définies à l'article 7.1.1.

3.3 TRANSMISSION DU PLANNING DE REFERENCE

L'Annexe 4 précise le format et les modalités opérationnelles de transmission du Planning de Référence.

Les coordonnées des interlocuteurs qui échangent ces informations sont précisées en Annexe 2.

4 COORDINATION SELON UN CYCLE HEBDOMADAIRE

4.1 TRANSMISSION PAR LE RESPONSABLE DE PROGRAMMATION DU PLANNING D'INDISPONIBILITES HEBDOMADAIRE ET DES DONNEES NECESSAIRES A LA REALISATION PAR RTE DES ETUDES PREVISIONNELLES D'EXPLOITATION

Les données relatives à la Semaine S+1 à transmettre par le Responsable de Programmation consistent en un planning qui reprend les éléments du Planning de Référence semestriel et intègre de surcroît :

- Le Planning prévisionnel par journée du nombre de générateurs disponibles par Ensemble Raccordé ;
- Le cas échéant, les Accords conclus selon les modalités du contrat cadre de traitement des Accords en amont du J-1 ;
- Le cas échéant, les modifications du Planning de Référence ayant eu l'accord des deux Parties selon les modalités du 7.2.2.

4.2 REPONSE DE RTE : ACTUALISATION DU PLANNING DE REFERENCE A L'ECHEANCE HEBDOMADAIRE

S'il y a lieu, RTE Notifie au Responsable de Programmation pour la Semaine S+1 :

- Les signaux d'alerte éventuels tels que définis à l'article 8 du Contrat ;
- Les éventuelles incohérences relevées dans le Planning (non-prise en compte des demandes de modifications acceptées par RTE ou par le Responsable de Programmation ou des engagements d'Indisponibilité conclus entre le Responsable de Programmation et RTE, etc.).
- De nouvelles périodes de corrélation, dans le respect des durées totales définies à l'article 5, uniquement dans le cas où les éléments nouveaux communiqués par le Responsable de Programmation selon le cycle hebdomadaire ont fait apparaître un arrêt total ou partiel de la production d'un Ensemble Raccordé.
- De nouvelles Indisponibilités complémentaires, dans le respect des durées totales définies en 6.1.2, uniquement dans le cas où les éléments nouveaux communiqués par le Responsable de Programmation selon le cycle hebdomadaire ont fait apparaître un arrêt total ou partiel de la production d'un Ensemble Raccordé.

Le Planning d'Indisponibilités ainsi complété et validé par RTE devient le Planning de Référence pour la Semaine S+1.

4.3 TRANSMISSION DU PLANNING DE REFERENCE HEBDOMADAIRE

Les échéances et modalités de transmission du Planning de Référence hebdomadaire sont décrites en Annexe 5 et Annexe 6.

Les coordonnées des interlocuteurs qui échangent ces informations sont précisées en Annexe 2.

5 PERIODES DE CORRELATION

A l'occasion du cycle semestriel et selon les modalités de l'article 3.2, ainsi qu'à l'occasion du cycle hebdomadaire selon les modalités de l'article 4.2, RTE Notifie s'il y a lieu des périodes dites de corrélation où une Indisponibilité du RPT est fixée de façon à se produire :

- Soit durant une Indisponibilité partielle ou totale d'un Ensemble Raccordé ;
- Soit durant la Période de Moindre Productible définie dans le Planning de Référence.

Dans ces périodes de corrélation, RTE demande au Responsable de Programmation de respecter un engagement d'arrêt total ou partiel de l'injection et du soutirage, conséquence de l'Indisponibilité du RPT. Il ne peut résulter de cet arrêt partiel ou total de l'injection et du soutirage durant ces périodes de corrélation aucun droit à indemnité pour le Responsable de Programmation.

RTE s'engage à ce que ces périodes de corrélation soient limitées au strict nécessaire. En tout état de cause, la durée cumulée de ces périodes de corrélation ne pourra excéder un quota de 10 demi-journées Ouvrées par Ensemble Raccordé et par année civile. Le cumul annuel des périodes de corrélation est comptabilisé selon les principes suivants :

- Pour les décomptes, l'unité minimale est la Demi-journée.
- Toute période de corrélation Notifiée par RTE lors d'une échéance semestrielle ou hebdomadaire puis supprimée par RTE lors d'un cycle ultérieur est comptabilisée.
- En cas de modification du Planning de Référence par le Responsable de Programmation comportant une période de corrélation, la comptabilisation est faite sur la base du Planning modifié.
- En cas de non-respect par le Responsable de Programmation du Planning de Référence sur une période de corrélation, cette dernière n'est pas comptabilisée.

6 INDISPONIBILITES COMPLEMENTAIRES DES LIAISONS DE RACCORDEMENT

6.1 PRINCIPES

Lorsque les périodes de corrélation telles que définies à l'article 5 se révèlent insuffisantes pour permettre à RTE de réaliser les opérations de développement, d'exploitation et d'entretien de son réseau, RTE Notifie s'il y a lieu au Responsable de Programmation des Indisponibilités des Liaisons de Raccordement au RPT dites « Indisponibilités complémentaires ». Ces Indisponibilités complémentaires ne sont pas obligatoirement concomitantes à la Période de Moindre Productible ou à une période d'entretien de l'Ensemble Raccordé.

Cette Notification est traduite par RTE sous forme d'Indisponibilités de l'Ensemble Raccordé concerné ou de limitation à l'Injection de l'Ensemble Raccordé. Il ne peut résulter de cet arrêt

partiel ou total de l'injection et du soutirage durant ces périodes d'Indisponibilité complémentaire aucun droit à indemnité pour le Responsable de Programmation.

6.1.1 Placement des Indisponibilités complémentaires

RTE fixe les dates et les durées d'Indisponibilités complémentaires en concertation avec le Responsable de Programmation.

Le placement est arrêté par RTE et Notifié au Responsable de Programmation à l'occasion des cycles semestriel et hebdomadaire selon les modalités des articles 3.2 et 4.3.

6.1.2 Engagement de RTE en matière d'Indisponibilité complémentaire des Liaisons de Raccordement

RTE s'engage à n'utiliser les périodes d'Indisponibilité complémentaire qu'en cas de nécessité, et seulement lorsqu'il ne lui est pas possible d'utiliser une période de corrélation. En tout état de cause, RTE s'engage à limiter, pour chaque Liaison de Raccordement au RPT, la durée des Indisponibilités complémentaires à 10 Demi-journées Ouvrées sur une période de 3 années consécutives et reconductibles à compter de la date définie dans les conditions particulières Site du contrat d'accès au réseau de transport signé par le producteur. Cette date de référence est rappelée en Annexe 1 pour chaque Ensemble Raccordé rattaché au périmètre du Responsable de Programmation.

Si l'Ensemble Raccordé est alimenté par plusieurs Liaisons de Raccordement au RPT, l'engagement de RTE est pris pour chacune de ces Liaisons, les Indisponibilités étant programmées pour chacune de ces Liaisons, dans la mesure du possible sur des périodes non concomitantes.

Cet engagement de RTE ne comprend pas :

- Les réparations provisoires éventuelles ainsi que les réparations définitives suite à incidents sur le RPT exigeant une réparation immédiate ;
- Les opérations réalisées à la demande du Responsable de Programmation ;
- Les interruptions de service liées à des manœuvres d'exploitation sur le RPT et aux manœuvres périodiques.
- Les opérations réalisées à la demande impérative de tiers ne sont également pas comptabilisées et donnent lieu à indemnisation en cas de préjudices réels, directs et avérés.

6.1.3 Modalités d'application de l'engagement de RTE en matière d'Indisponibilité complémentaire des Liaisons de Raccordement

- La comptabilisation des durées d'Indisponibilité complémentaire est effectuée sur la base de la durée programmée des interventions et non sur la base de leur durée effective ; cependant le dépassement de la durée programmée des interventions peut donner lieu à indemnisation telle que définie à l'article 9.1 ;
- Les opérations nécessaires à la mise en place puis au retrait de dispositions provisoires destinées à limiter l'impact de travaux sur le Site rattaché au périmètre du Responsable de Programmation sont comptabilisées forfaitairement pour une seule période de 4 Heures ;

- Toute intervention programmée pour une durée inférieure à la Demi-journée est comptabilisée pour une Demi-journée ;
- A la demande du Responsable de Programmation et sous réserve de l'accord de RTE, des travaux programmés par RTE la dernière année d'une période d'engagement de 3 ans pourront être reportés à la première année de la période triennale suivante, sans être comptabilisés dans cette période suivante.

6.2 MODE OPERATOIRE

6.2.1 Service de référence

Les engagements décrits ci-dessus reposent sur l'utilisation de modes opératoires habituels : intervention sur des ouvrages hors tension, en Heures Ouvrées, sans restitution intermédiaire.

6.2.2 Service optionnel

A la demande du Responsable de Programmation et afin de répondre à ses exigences spécifiques, RTE peut prendre des engagements de modes opératoires particuliers pour assurer les travaux de développement, d'exploitation et d'entretien du RPT.

Ces engagements peuvent conduire à l'utilisation par RTE de moyens spéciaux visant à assurer l'alimentation du Responsable de Programmation (câbles secs, travaux sous tension, cellule mobile, etc.). Ils peuvent aussi se traduire par des interventions en dehors des Jours et Heures Ouvrés.

Les coûts induits par le recours à des moyens spéciaux sont à la charge du Responsable de Programmation.

Ce service optionnel fait l'objet d'une proposition technique et financière adressée en 2 exemplaires au Responsable de Programmation par RTE.

Le Responsable de Programmation approuve les conditions qui lui sont proposées en renvoyant à RTE un exemplaire de la proposition technique et financière, datée et signée par ses soins.

L'intervention effectuée dans le cadre du service optionnel est comptabilisée sur la base de l'intervention équivalente qui serait effectuée par des modes opératoires habituels.

7 MODALITES DE MODIFICATION DU PLANNING DE REFERENCE

7.1 PRINCIPES

7.1.1 Demande du Responsable de Programmation

Dans les cas suivants :

- Demande de modification de toute période de corrélation du Planning de Référence, définie à l'article 5 du Contrat,
- Demande de modification de toute Indisponibilité complémentaire des Liaisons de Raccordement, définie à l'article 6 du Contrat,

l'accord de RTE est nécessaire et la demande doit être traitée suivant les dispositions de l'article 7.2 du Contrat.

Dans les autres cas, le Responsable de Programmation peut modifier librement son Planning d'Indisponibilités, sous réserve d'en informer RTE au cycle hebdomadaire.

7.1.2 Demande de RTE

Avec un préavis d'un mois, RTE peut ajouter librement des Demi-journées d'Indisponibilité dans le Planning de Référence semestriel pendant les périodes d'Indisponibilité programmées du producteur ou la Période de Moindre Productible et dans le respect du quota défini à l'article 5. RTE renvoie alors un nouveau Planning de Référence au producteur.

Toute autre demande de RTE de modification du Planning de Référence, concernant les périodes d'entretien des ouvrages du Responsable de Programmation est subordonnée à l'accord du Responsable de Programmation selon les modalités de l'article 7.2.

7.2 MODIFICATION SOUMISE A L'ACCORD DE L'AUTRE PARTIE

7.2.1 Etablissement et envoi de la demande de modification

Si une Partie souhaite modifier le Planning de Référence, alors que cette modification est soumise à l'accord de l'autre Partie, en application des principes fixés à l'article 7.1 ci-dessus, elle Notifie à cette dernière le plus tôt possible une demande décrivant précisément la modification demandée.

7.2.2 Traitement de la demande de modification

La demande de modification est traitée suivant la démarche exposée ci-après :

- Les Parties se rapprochent, dans un premier temps, en vue de chercher une solution n'entraînant aucune conséquence financière. Si celle-ci est trouvée, la Partie qui reçoit la demande Notifie son accord au demandeur. La modification est alors intégrée au Planning de Référence ;
- A défaut de solution sans conséquence financière, les Parties se rapprochent en vue de conclure un Accord, selon les principes décrits dans le contrat cadre de traitement des Accords en amont du J-1. Si l'Accord est conclu, la modification est intégrée au Planning de Référence. Dans le cas contraire, le Planning de Référence n'est pas modifié.

8 SIGNAUX D'ALERTE

Si au vu des informations transmises par le Responsable de Programmation aux échéances hebdomadaires, RTE détecte un risque à exploiter le système électrique en dehors du régime normal d'exploitation, il Notifie un signal d'alerte au Responsable de Programmation l'invitant à revoir son Planning d'Indisponibilités.

Dans le cas où RTE détecterait que la Sûreté n'est plus respectée, le Responsable de Programmation a l'obligation de proposer à RTE des modifications de son planning d'Indisponibilités.

Les modifications de planning seront traitées conformément à l'article 7.2.

9 NON RESPECT DU PLANNING DE REFERENCE

9.1 DU FAIT DE RTE

Sauf en cas d'Événement de Force Majeure défini à l'article 10.2 du Contrat ou de faute du Responsable de Programmation, RTE est tenu de réparer l'ensemble des préjudices réels, directs et avérés causés au Responsable de Programmation dans les cas ci-après, lorsqu'il en est à l'origine :

- Non-respect du Planning de Référence en l'absence d'Accord intervenu entre le Responsable de Programmation et RTE conformément au contrat cadre de traitement des Accords en amont du J-1, à savoir :
 - o Non-exécution ou report par RTE de l'intervention programmée et confirmée, dès lors que cette non-exécution ou ce report n'a pas fait l'objet d'un accord entre les deux Parties avant le début de l'intervention programmée ;
 - o Dépassement de la durée prévue de l'intervention programmée ;
 - o Dépassement des quotas d'Indisponibilité stipulés par les articles 5 et 6 du Contrat ;
- Non-respect des engagements pris dans le cadre du service optionnel visé à l'article 6.2.2 du Contrat.

9.2 DU FAIT DU RESPONSABLE DE PROGRAMMATION

Sauf en cas d'Événement de Force Majeure défini à l'article 10.2 du Contrat, en cas de non-respect du Planning de Référence par le Responsable de Programmation, ce dernier est tenu de verser une contrepartie financière à RTE selon les modalités définies dans le cadre du contrat Amont J-1.

10 DISPOSITIONS GENERALES

10.1 RETOUR D'EXPERIENCE

RTE s'engage à présenter, sur demande du Responsable de Programmation, un bilan annuel sur les indicateurs suivants :

- Cumul annuel des périodes d'Indisponibilité du RPT sur les périodes de Moindre Productible ;
- Nombre et nature des modifications demandées par le Responsable de Programmation ou par RTE ;
- Durée des Indisponibilités Notifiées par RTE sur une période de 3 années calendaires consécutives, pour chaque Liaison de Raccordement au RPT de chaque Ensemble

Raccordé rattaché au périmètre du Responsable de Programmation, en dehors des périodes de Moindre Productible ;

- Nombre d'Accords en amont du J-1 et montants correspondants.

10.2 FORCE MAJEURE

Un événement de force majeure désigne tout événement irrésistible, imprévisible et extérieur, rendant impossible l'exécution de tout ou partie des obligations contractuelles de l'une ou l'autre des Parties.

En outre, les circonstances exceptionnelles suivantes sont assimilées par les Parties à des événements de force majeure :

- Les destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats, atteintes délictuelles ;
- Les préjudices causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des tiers, tels que les incendies, explosions, chutes d'avion ;
- Les catastrophes naturelles au sens de la loi n° 82-600 du 13 juillet 1982 modifiée ;
- L'indisponibilité soudaine, fortuite et simultanée de plusieurs installations de production raccordées au Réseau Public de Transport, dès lors que la puissance indisponible est supérieure à ce que l'application des règles de sûreté mentionnées à l'article 28 du Cahier des Charges du RPT prévoit ;
- Les mises hors service d'ouvrages décidées par les pouvoirs publics pour des motifs de sécurité publique ou de police dès lors que cette décision ne résulte pas du comportement ou de l'inaction de RTE ;
- Les phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle au regard de leur impact sur les réseaux.

Les Parties n'encourent aucune responsabilité et ne sont tenues d'aucune obligation de réparation des préjudices subis par l'une ou l'autre du fait de l'inexécution ou de l'exécution défectueuse de tout ou partie de leurs obligations contractuelles, lorsque cette inexécution ou cette exécution défectueuse a pour cause la survenance d'un événement de force majeure ou assimilé.

La Partie qui désire invoquer l'événement de force majeure ou assimilé le Notifie à l'autre Partie dans les meilleurs délais, en précisant la nature de l'événement de force majeure invoqué et sa durée probable.

Toute Partie qui invoque un événement de force majeure a l'obligation de mettre en œuvre tous les moyens dont elle dispose pour en limiter sa portée et sa durée.

Si un événement de force majeure a une durée supérieure à 3 mois, chacune des Parties peut résilier le Contrat, sans qu'il en résulte un quelconque droit à indemnité pour l'autre Partie, par l'envoi à l'autre Partie d'une lettre recommandée avec demande d'avis de réception. La résiliation prendra effet à l'expiration d'un délai de 10 Jours à compter de la date d'expédition de ladite lettre.

10.3 ENTREE EN VIGUEUR DE NOUVELLES DISPOSITIONS LEGISLATIVES OU REGLEMENTAIRES – CLAUSE D'ADAPTATION

Dès l'entrée en vigueur de nouveaux textes législatifs ou réglementaires en relation avec l'objet du Contrat, et en tant que de besoin, les Parties s'engagent à modifier le Contrat, afin de le rendre conforme aux nouvelles règles en vigueur.

10.4 CESSION

Le Contrat est incessible, sauf accord préalable écrit de RTE.

En cas de modification du statut juridique du Client (fusion, absorption, etc.), ce dernier en informe RTE dans les meilleurs délais, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception.

10.5 RESILIATION

Le Contrat peut être résilié par une Partie sans indemnité après envoi à l'autre Partie d'une lettre recommandée avec demande d'avis de réception, notamment dans les cas énumérés ci-après :

- Un événement de force majeure se prolonge au-delà de 3 mois à compter de sa survenance ;
- En cas de cessation d'activité du Responsable de Programmation, dûment justifiée et Notifiée à RTE.

La résiliation prend effet à l'expiration d'un délai de 15 Jours à compter de la réception de ladite lettre recommandée.

Le Contrat est résilié de plein droit en cas de résiliation de l'Accord de Participation aux Règles relatives à la Programmation.

10.6 CONFIDENTIALITE

10.6.1 Nature des informations confidentielles

En application de l'article L. 111-72 du code de l'énergie, RTE est tenu de préserver la confidentialité des informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique dont la communication serait de nature à porter atteinte aux règles de concurrence libre et loyale et de non-discrimination imposées par la loi. La liste de ces informations et les conditions de leur utilisation sont fixées par le décret n° 2001-630 du 16 juillet 2001 relatif à la confidentialité des informations détenues par les gestionnaires de réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité.

En outre, pour les informations non visées par ce décret, chaque Partie détermine, par tout moyen à sa convenance, celles, de tout type et sur tout support, qu'elle considère comme confidentielles.

10.6.2 Contenu de l'obligation de confidentialité

Pour les informations confidentielles visées par le décret susvisé du 16 juillet 2001, et conformément à son article 2-II, le Responsable de Programmation autorise RTE à communiquer à des tiers ces informations confidentielles si cette communication est nécessaire à l'exécution du Contrat. Pour les informations confidentielles non visées par le décret précité, les Parties s'autorisent à communiquer à des tiers ces informations si cette communication est nécessaire à l'exécution du Contrat.

Les Parties s'engagent à ce que les tiers, destinataires d'informations confidentielles au sens de l'article 10.6.1, prennent les mêmes engagements de confidentialité que ceux définis au présent article. A ce titre, la Partie destinataire d'une information confidentielle s'engage à prendre, vis-à-vis de ses salariés, des sous-traitants et de toute personne physique ou morale qu'elle mandate pour participer à l'exécution du Contrat, toutes les mesures utiles, notamment contractuelles, pour faire respecter par ceux-ci la confidentialité des informations dont ils pourraient avoir connaissance. Elle prend, en outre, toutes les dispositions utiles pour assurer la protection physique de ces informations, y compris lors de l'archivage de celles-ci.

Chaque Partie Notifie dans les plus brefs délais à l'autre Partie toute violation ou présomption de violation des obligations découlant du présent article.

Les obligations résultant du présent article ne s'appliquent pas si la Partie destinataire d'une information confidentielle apporte la preuve que celle-ci, au moment de sa communication, était déjà accessible au public ou que depuis sa communication, cette information a été reçue par elle, d'un tiers, licitement, sans violation des dispositions du présent article.

10.6.3 Durée de l'obligation de confidentialité

Les Parties s'engagent à respecter le présent engagement de confidentialité pendant une durée de 5 ans après l'expiration ou la résiliation du présent Contrat.

10.7 CONTESTATIONS ET REGLEMENT DES LITIGES

En cas de contestation relative à l'interprétation ou l'exécution du Contrat, les Parties se rencontrent en vue de rechercher une solution amiable.

A cet effet, la Partie demanderesse adresse à l'autre Partie une Notification précisant :

- La référence du Contrat (n° et date de signature) ;
- L'objet de la contestation ;
- La proposition d'une rencontre en vue de régler à l'amiable le litige.

Les Parties conviennent que le défaut d'accord, à l'issue d'un délai de trente Jours à compter de la Notification du différend, vaut échec desdites négociations.

En cas de différend entre RTE et le Responsable de Programmation lié à l'accès au RPT ou à son utilisation, notamment en cas de refus d'accès ou de désaccord sur la conclusion, l'interprétation ou l'exécution du présent Contrat, la Commission de Régulation de l'Energie peut être saisie par l'une ou l'autre des Parties.

Les litiges portés devant une juridiction sont soumis au Tribunal de Commerce de Paris.

10.8 NOTIFICATIONS

Toute Notification au titre du Contrat, par RTE ou par le Responsable de Programmation, est faite par écrit :

- Soit par une remise en mains propres contre reçu ;
- Soit par lettre recommandée avec demande d'avis de réception ;
- Soit par télécopie ;
- Soit par courriel avec demande d'avis de réception.

La date de Notification est réputée être :

- La date mentionnée sur le reçu pour une remise en mains propres ;
- La date de l'avis de réception pour une lettre recommandée avec demande d'avis de réception ;
- Le jour et l'heure de l'accusé de réception émis par le télécopieur pour une télécopie ;
- Le jour et l'heure de l'accusé de réception émis par le système informatique de la Partie réceptrice pour un courriel.

Les Notifications d'une Partie à l'autre Partie au titre du suivi commercial du présent Contrat cadre se font aux coordonnées spécifiées en Annexe 2.

Ces coordonnées peuvent être modifiées par chacune des Parties à tout moment par Notification écrite faite à l'autre Partie prenant effet 2 jours ouvrables après la date de réception de cette Notification.

10.9 TERRITORIALITE DU CONTRAT

Le présent Contrat est applicable sur l'ensemble du territoire français métropolitain. Il ne produit pas d'effet dans les départements et territoires d'outre-mer et en Corse.

10.10 DROIT APPLICABLE ET LANGUE DU CONTRAT

Le présent Contrat est régi par le droit français.

Nonobstant toutes traductions qui pourraient en être faites, signées ou non, la langue faisant foi pour l'interprétation ou l'exécution du Contrat est le français.

Annexe 1. LISTE DES ENSEMBLES RACCORDES

Nom de l'Ensemble Raccordé (EDPrev)	Identifiant de l'Ensemble Raccordé (EDPrev)	Type de production (éolien ou PV)	Date figurant dans les conditions particulières Site du CART pour les Indisponibilités	Unité Régionale Système Electrique RTE (URSE)

Cette liste doit être remise à jour par le Responsable de Programmation dès lors que son périmètre de programmation se voit adjoindre ou retirer un Ensemble Raccordé (EDPrev).

Le Responsable de Programmation notifie cette information par écrit à RTE dès qu'il en a connaissance et dans les meilleurs délais.

Cette information est transmise aux correspondants des URSE concernées, en utilisant les coordonnées fournies en Annexe 2.

Annexe 2. COORDONNEES DES RESPONSABLES DE RTE ET DU RESPONSABLE DE PROGRAMMATION

Pour les échanges relatifs au Contrat :

	Pour RTE :	Pour XXX :
Interlocuteurs :	Gaëla FRIGNANI Département Commercial	
Adresse :	Tour Initiale, 1 terrasse Bellini	
	92919 Paris La Défense Cedex	
Téléphone :	01 41 02 16 15 - 01 41 02 17 16	
Télécopie :	01 41 02 10 79	
E-mail :	gaela.frignani@rte-france.com	

Pour les échanges de données relatifs à la constitution du Planning de Référence (concerne les échéances semestrielles et hebdomadaires) :

Ensemble Raccordé	Interlocuteur RTE	Unité RTE	Interlocuteur xxx
X	Cycle semestriel X Cycle hebdomadaire X	X	Monsieur Tel : Fax : @

Cette annexe doit être mise à jour à chaque ajout d'un Ensemble Raccordé.

Annexe 3. GLOSSAIRE

Accord	Accord rédigé selon un des modèles prévus en annexe du contrat cadre de Traitement des Accords en amont du J-1 conclu entre les Parties, et dûment signé par le représentant autorisé de chaque Partie.
Annexe	Annexe du présent Contrat.
EDPrev (Entité de Prévision)	Unité élémentaire de prévision aux sens des Règles de Programmation.
Ensemble raccordé au RPT par un Point De Connexion ou Ensemble Raccordé	Correspond à l'ensemble des Installations de production ou Sites situés en aval d'un Point De Connexion du RPT.
Heure ou H	Les heures indiquées correspondent à l'heure de Paris et à une durée de 60 minutes.
Indisponibilité	Etat d'un générateur, d'une Installation de Production, d'un Ensemble Raccordé ou d'un élément du RPT qui est déclaré hors service.
Installation de Production ou Installation	Equipements destinés à la production d'énergie électrique qui comprennent un ou plusieurs Groupes de Production ainsi que des appareillages auxiliaires (poste d'évacuation, auxiliaires de production...). Ces équipements sont regroupés sur un même Site et exploités par le même Producteur. Une Installation correspond à un établissement identifié par un numéro de SIRET. Ces installations sont régies par le décret n°2000-877 relatif à l'autorisation d'exploiter les installations de production d'électricité.
Jour ou Journée ou J	Jour calendaire d'une durée de 24 Heures débutant à zéro Heure (0H 00min 00s) et se terminant à vingt-trois Heures cinquante-neuf minutes et cinquante-neuf secondes (23H 59min 59s). Les jours de changement d'heure légale, tels que définis par arrêtés publiés au Journal Officiel de la République française, comptent soit 23 Heures soit 25 Heures.
Demi-journée	Portion d'un Jour calendaire d'une durée de 12 Heures, soit débutant à zéro Heure et se terminant à 11h 59min 59s, soit débutant à 12 Heures et se terminant à 23 Heures 59 minutes et 59 secondes.
Jour Ouvrable	L'un quelconque des jours de la semaine, du lundi au samedi, à l'exception : - du dimanche, - des jours fériés et chômés définis à l'article L. 222-1 du code du travail.

Jour Ouvré	L'un quelconque des jours de la semaine, à l'exception du samedi, du dimanche et des jours fériés et chômés définis à l'article L. 222-1 du code du travail.
Liaison de Raccordement ou Liaison	Liaison électrique entre une Installation de production et un poste du RPT constituée normalement d'une cellule disjoncteur à chaque extrémité et de conducteurs (ligne aérienne et/ou câble souterrain) de liaison). Sous sa forme minimale, la Liaison de Raccordement peut être réduite à un tronçon de barres du poste électrique du RPT sur lequel l'installation du Producteur est connectée.
Notification (ou Notifier)	Envoi d'informations par une Partie à l'autre Partie suivant les modalités prévues à l'Article 10.8.
Partie ou Parties	Signataires du Contrat (le Responsable de Programmation et RTE).
Période de Moindre Productible	Période de 6 semaines durant laquelle le producteur estime que sa production sera faible, hors période 15 décembre – 15 mars inclus.
Planning d'Indisponibilités	Planning établi par le Responsable de Programmation (ou tout prestataire désigné par ce dernier) selon les modalités définies dans ce Contrat.
Planning de Référence	Planning d'Indisponibilités complété par RTE lors du cycle de concertation semestrielle et hebdomadaire.
Point De Connexion	Le ou les Point(s) De Connexion d'un Utilisateur au réseau public d'électricité coïncide(nt) avec la limite de propriété entre les ouvrages électriques du réseau public et ceux de l'utilisateur. Le ou les Point(s) De Connexion correspond(ent) généralement à l'extrémité d'un ouvrage électrique, matérialisée par un organe de coupure.
Règles	Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'ajustement et au dispositif de Responsable d'Equilibre. Les Règles sont disponibles sur le site Internet de RTE.
Responsable de Programmation	Personne morale ayant signé avec RTE un Accord de Participation aux Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'Equilibre, en qualité de Responsable de Programmation pour un ensemble d'Entités de Prévision et pour lesquelles elle assure la gestion prévisionnelle des Indisponibilités.

Réseau Public de Transport ou RPT ou Réseau	Réseau public de transport d'électricité défini conformément aux dispositions du code de l'énergie.
Réseau de Transport d'Electricité ou RTE	Réseau de Transport d'Electricité, société gestionnaire du réseau public de transport d'électricité exerçant ses missions conformément aux dispositions du code de l'énergie.
Semaine ou S	Période commençant le samedi à 0 Heure 00 minute et 00 seconde et se terminant le vendredi suivant à 23 Heures 59 minutes et 59 secondes.
Site de Production ou Site	Etablissement identifié par son numéro d'identité au répertoire national des entreprises et des établissements (numéro SIRET).
Sûreté du Système Electrique (Sûreté)	Ensemble des niveaux d'alerte, des règles et des procédures définis dans le Memento de la sureté du système électrique RTE.
URSE	Unité Régionale Système Electrique de RTE.

Annexe 4. **FORMAT DU PLANNING D'INDISPONIBILITES A L'ECHEANCE SEMESTRIELLE**

Le Planning semestriel est présenté sous la forme d'un tableau, élaboré grâce à un tableur de type Excel ou équivalent, comportant les informations suivantes :

- Le nom de l'Ensemble Raccordé et la puissance nominale (en MW) ;
- Le code associé (EDPrev) ;
- Les périodes d'entretien de l'Ensemble Raccordé, en détaillant les dates de début et de fin de chaque période d'Indisponibilité ;
- Les Périodes de Moindre Productible (hors période du 15 décembre – 15 mars inclus) ;
- Les périodes de corrélation déjà notifiées ;
- Une prévision de la puissance disponible (en MW) ;
- Une zone de commentaire permettant de préciser les orientations de gestion éventuelles : cette zone de commentaire permet au Responsable de Programmation de faire apparaître toute information complémentaire jugée utile.

Les Ensembles Raccordés sont classés par URSE.

Pour chaque Ensemble Raccordé, la puissance nominale est rappelée en MW.

Pour chaque jour, la puissance installée disponible est notée en bleue sur la première ligne. Les modifications de planning sont surlignées en vert. Les accords doivent être mentionnés en couleur rouge. Le reste est en noir.

Le Responsable de Programmation doit utiliser une ligne du tableau pour chaque intervention sur un même parc.

En retour, RTE place les jours d'Indisponibilité du RPT et renvoie à l'interlocuteur désigné en Annexe 2 ce tableau complété, qui devient le Planning de Référence.

Pour élaborer son planning suivant, l'interlocuteur désigné en Annexe 2 reprend le dernier Planning de Référence comme support.

Annexe 5. NATURE ET ECHEANCE DES ECHANGES D'INFORMATIONS HEBDOMADAIRE ET INFRA- HEBDOMADAIRE

Echéance (Semaine S)	Emetteur	Destinataire	Document
Mercredi avant 13H	XXX	RTE	Planning d'Indisponibilités semaine S+1 (réactualisation)
Mercredi avant 19H	RTE	XXX	Eventuellement, suppression, déplacement ou rajout de périodes de corrélation pour la semaine S+1
Sur événement avant 13H	XXX	RTE	Réactualisation du Planning d'Indisponibilités semaine S+1

Pour mémoire, la Semaine S s'entend du Samedi 0H00mn00s au Vendredi 23H59mn59s.

Annexe 6. FORMAT DU PLANNING D'INDISPONIBILITE A L'ECHEANCE HEBDOMADAIRE

Le Planning hebdomadaire est présenté sous la forme d'un tableau élaboré grâce à un tableur de type Excel ou équivalent, comportant les informations suivantes :

- Le nom de l'Ensemble Raccordé et la puissance nominale (en MW) ;
- Les périodes d'entretien de l'Ensemble Raccordé, en détaillant les dates de début et de fin de chaque période d'Indisponibilité ;
- La Période de Moindre Productible si elle est incluse dans la Semaine en question ;
- Les périodes de corrélation déjà notifiées ;
- Une prévision de la puissance disponible (en MW) ;
- Une zone de commentaire permettant de préciser les orientations de gestion éventuelles : cette zone de commentaire permet au Responsable de Programmation de faire apparaître toute information complémentaire jugée utile.

Les Ensembles Raccordés sont classés par URSE.

Pour chaque Ensemble Raccordé, la puissance nominale est rappelée en MW.

Pour chaque jour, la puissance installée disponible est notée en bleue sur la première ligne. Les modifications de planning sont surlignées en vert. Les accords doivent être mentionnés en couleur rouge. Le reste est en noir.

Le Responsable de Programmation doit utiliser une ligne du tableau pour chaque intervention sur un même Ensemble Raccordé.

En retour, RTE place les jours d'Indisponibilité du RPT et renvoie à l'interlocuteur désigné en Annexe 2 ce tableau complété, qui devient le Planning de Référence. Pour élaborer son planning suivant, l'interlocuteur désigné en Annexe 2 reprend le dernier Planning de Référence comme support.

Cas particulier : lorsque le Responsable de Programmation n'a rien à signaler ou à prendre en compte pour aucun des Ensembles Raccordés (aucune Indisponibilité, aucune période de Moindre Productible...), il peut envoyer par mail un message du type « Rien à signaler pour la semaine [préciser la semaine concernée] pour les Ensembles Raccordés suivants :

[ajouter la liste des Ensembles Raccordés et, pour chacun, le type de production de l'Ensemble Raccordé (éolien ou PV) et la puissance maximale en MW].

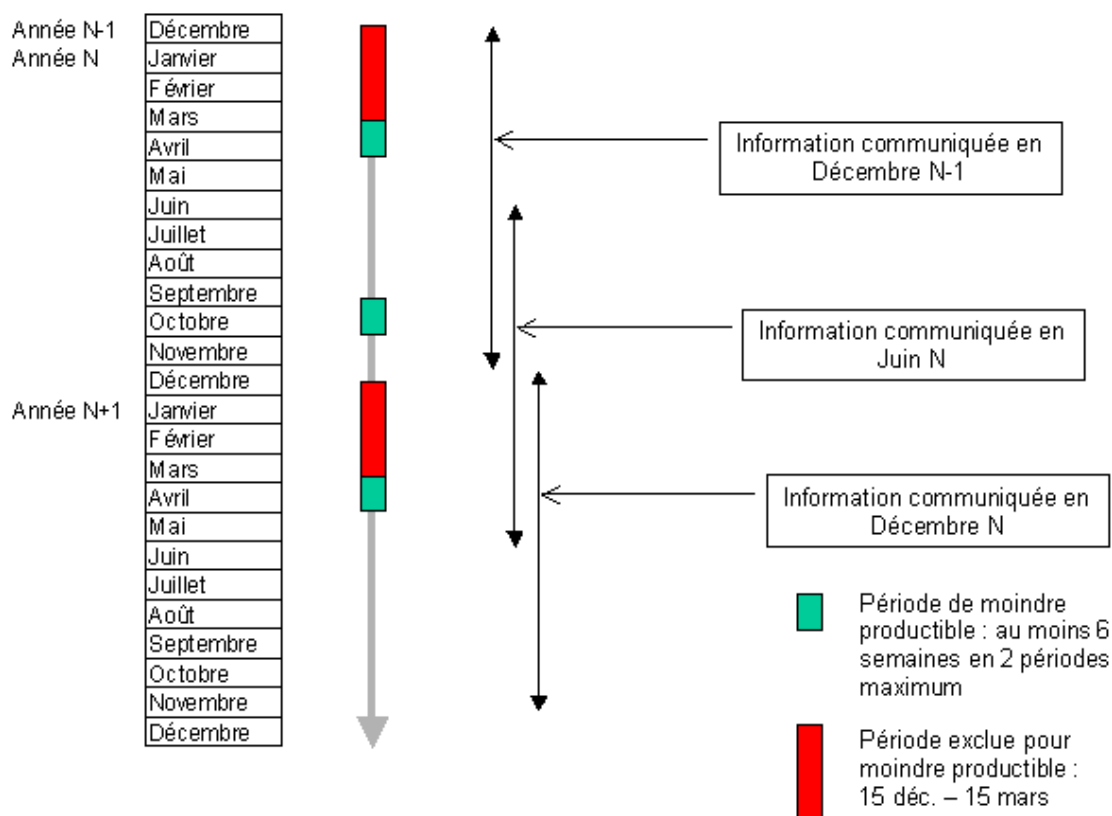
Si RTE souhaite placer des jours d'Indisponibilité du RPT, il renvoie à l'interlocuteur désigné en Annexe 2 un tableau complété qui devient le Planning de Référence.

Annexe 7. MODALITES DE FIXATION DE LA PERIODE DE MOINDRE PRODUCTIBLE

La Période de Moindre Productible est établie pour une période d'un an allant de décembre de l'année N à novembre de l'année N+1. Sur cette période d'un an, les contraintes suivantes doivent être respectées :

- La durée totale de la Période est d'au moins 6 semaines ;
- La Période ne peut être fractionnée en plus de deux sous-périodes chaque sous période devant avoir une durée d'au moins une semaine ;
- La Période ne peut être placée entre le 15 décembre et le 15 mars inclus.
- La Période de Moindre Productible est communiquée selon le cycle semestriel défini à l'article 3. Une fois communiquée à RTE, elle ne peut pas être redéfinie par le Responsable de Programmation, ce qui veut dire qu' :
- En décembre N, le planning communiqué pour la période [décembre N, mai N+1] reprend obligatoirement les informations déjà communiquées pour cette période en juin N ; seules les informations relatives à la période [mai N+, novembre N+1] sont nouvelles ;
- En juin N, le planning communiqué pour la période [juin N, novembre N] reprend obligatoirement les informations déjà communiquées pour cette période en juin N ; seules les informations relatives à la période [décembre N, mai N+1] sont nouvelles.

Schéma illustratif :



A la mise en place du Contrat et lors du premier échange semestriel, les informations communiquées sont nouvelles pour la totalité de la période de 12 mois sur laquelle le Responsable de Programmation donne sa visibilité.

Si ce premier échange est effectué en juin, la période allant de juin à décembre ne peut comprendre plus de deux sous-périodes, chaque sous-période devant durer au minimum une semaine. Le cas échéant, la durée totale de la Période placée entre juin et décembre pourra être inférieure à 6 Semaines.

Annexe 8. MODALITES DE TRANSMISSIONS DES PERIODES D'ENTRETIEN DES ENSEMBLES RACCORDES

Les périodes d'entretien des Ensembles Raccordés sont transmises à RTE par le Responsable de Programmation à l'occasion du cycle semestriel.

Chaque itération du cycle semestriel donne le planning d'entretien de ces ouvrages pour une période d'1 an. Les six premiers mois sont considérés comme fermes, alors que les 6 mois suivants sont considérés comme des informations indicatives pouvant être remises en cause au cycle suivant.

Par exemple, en décembre N :

- Le planning d'entretien communiqué pour la période allant de décembre N à mai N+1 reprend les informations précédemment transmises, éventuellement remises à jour ; toute demande de modification ultérieure de ce planning de la part du Responsable de Programmation doit alors être considérée comme une modification du Planning de Référence et traitée selon les modalités de l'article 7.
- Le planning d'entretien communiqué pour la période allant de juin N+1 à novembre N+1 n'est qu'indicatif et pourra être éventuellement modifié lors du cycle de juin N+1 sans qu'il soit nécessaire d'appliquer les dispositions prévues à l'article 7.

CONTRACTANTS

RTE Réseau de transport d'électricité

Tour Initiale - 1, Terrasse Bellini, TSA 41000

92919 La Défense Cedex

Société Anonyme à conseil de surveillance
et directoire au capital de 2 132 285 690 €

Identifiant TVA : FR19444619258

Siren RTE : 444 619 258 RCS Nanterre

NAF : 35.12Z Transport d'électricité

Représenté par : X

En qualité de : Xxxxxx

Ci-après désignée « RTE »

XXX

Xxxxxxxx

XX XXX Xxxxxxx

Société xxxxxxxx,
au capital de X €

Identifiant TVA : FRXXXXXXXXXX

Siren : XXX XXX XXX RCS Xxxxx

NAF: XXXX

Représenté par : X

En qualité de : Xxxxxx

Ci-après désignée le « Responsable de
Programmation »

OBJET

Contrat cadre de traitement des accords en amont du J-1

pour les Responsables de Programmation de la production photovoltaïque et éolienne

N° du Contrat : [à compléter]

[Les remarques entre crochets ont pour but d'expliquer comment remplir et/ou compléter les champs à renseigner. Elles n'apparaissent pas dans la version à signer par le Responsable de Programmation.]

DUREE

Le Contrat prend effet le 01/XX/201X pour une durée de trois ans.

Il est tacitement renouvelé par périodes de 1 an sauf dénonciation par l'une des Parties au moins 3 mois avant l'échéance par lettre recommandée avec demande d'avis de réception.

SIGNATURES (CONTRAT A SIGNER EN DOUBLE EXEMPLAIRE ; PARAPHER CHAQUE PAGE)

Pour RTE

Pour XXX

Date :

Date :

Nom et qualité du signataire :

Nom et qualité du signataire :

Sommaire

1	PREAMBULE	4
2	OBJET	4
3	CONDITION PREALABLE	4
4	DOCUMENTS APPLICABLES AU CONTRAT	4
5	DEFINITIONS	5
6	ELABORATION D'UN ACCORD	5
6.1	Principes généraux applicables aux accords passés entre RTE et le Responsable de Programmation	5
6.2	Procédure de conclusion d'un Accord	5
6.2.1	Demande d'Accord et réponse à la demande d'Accord	5
6.2.2	Forme d'un Accord	6
6.3	Création de nouveaux Produits et modèles d'Accords	6
7	CONTREPARTIE FINANCIERE D'UN ACCORD	6
7.1	Contrepartie financière d'un Accord demandé par le Responsable de Programmation 6	
7.2	Contrepartie financière d'un Accord demandé par RTE	6
7.2.1	Prix de référence pour un producteur en obligation d'achat (OA)	7
7.2.2	Prix de référence pour un producteur hors obligation d'achat (hors OA)	7
8	ENGAGEMENTS DU RESPONSABLE DE PROGRAMMATION	7
8.1	Engagements en J-1	7
8.2	Engagements en J	8
9	MECANISME DE CONTROLE DES ENGAGEMENTS DU RESPONSABLE DE PROGRAMMATION	8
9.1	Pré-contrôle des engagements en J-1	8
9.2	Contrôle des engagements en J-1 à l'Heure Limite d'Accès au Réseau	8
9.3	Contrôle des engagements en J	8
10	ENGAGEMENTS DE RTE	9
11	MECANISME DE CONTROLE DES ENGAGEMENTS DE RTE	9
12	PENALITES EN CAS DE NON-RESPECT DES ENGAGEMENTS PRIS AU TITRE D'UN ACCORD PAR LE RESPONSABLE DE PROGRAMMATION	9
12.1	Non-respect des engagements en J-1	9
12.2	Non-respect des engagements en J	9
13	CONDITIONS DE FACTURATION ET DE PAIEMENT	10
13.1	Conditions générales de facturation	10
13.2	Modalités de facturation des contreparties financières et des pénalités	10

13.3	Facturation	10
13.3.1	Emission des factures	10
13.3.2	Contestation d'une facture	10
13.3.3	Délai de paiement	11
13.4	Défaut de paiement et pénalités en cas de non-paiement	11
13.5	Exception d'inexécution	11
14	CONDITIONS GENERALES D'APPLICATION DU CONTRAT	12
14.1	Force Majeure	12
14.2	Entrée en vigueur de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires	12
14.3	Cession	13
14.4	Résiliation	13
14.5	Confidentialité	13
14.5.1	Nature des informations confidentielles	13
14.5.2	Contenu de l'obligation de confidentialité	13
14.5.3	Durée de l'obligation de confidentialité	14
14.6	Contestations et règlement des litiges	14
14.7	Notifications	14
14.7.1	Notifications relatives au Contrat	15
14.7.2	Notifications relatives à un Accord	15
14.8	Territorialité du Contrat	15
14.9	Droit applicable et langue du Contrat	15
Annexe 1.	Définitions	16
Annexe 2.	Coordonnées	19
Annexe 3.	Echanges entre les Parties	20
Annexe 4.	Modèle d'Accord d'Effacement	22
Annexe 5.	Modèle d'Accord de limitation de puissance	25
Annexe 6.	Modèle d'Accord de modification de Planning de Référence ou d'Indisponibilités ou de Disponibilités à la demande du Responsable de Programmation ou de RTE	28
Annexe 7.	Prévision moyenne horaire de production d'énergie des Ensembles Raccordés	30
Annexe 8.	Tarifs d'obligation d'achat applicables pour chaque Site	31

1 PREAMBULE

Ce contrat cadre complète le contrat de Gestion Prévisionnelle et traite du contrôle des engagements pris au titre de ce contrat et des conséquences financières associées :

- à la responsabilité des Parties ;
- aux modifications d'engagement de planning ;
- aux besoins complémentaires de RTE en termes de production pour respecter les critères de sûreté du réseau.

Le présent Contrat s'applique aux Ensembles Raccordés relevant du Responsable de Programmation et directement raccordés au RPT.

2 OBJET

Le présent contrat cadre, ci-après désigné « Contrat », a pour objet de définir les modalités techniques, financières et juridiques des Accords pouvant être passés entre RTE et le Responsable de Programmation en amont du J-1 pour :

- modifier les Plannings de Référence et/ou
- modifier le cas échéant les Plannings d'Indisponibilités et/ou
- prendre des engagements sur les Programmes d'Appel, soumis chaque Jour par le Responsable de Programmation,

des Ensembles Raccordés relevant de ce Contrat, dans le but d'éviter une congestion sur le RPT.

Le Contrat détaille notamment les conditions générales d'indemnisation, prévues dans le contrat de Gestion Prévisionnelle aux articles 9.1 et 9.2, relatives au non respect des plannings de référence, du fait de RTE ou du fait du Responsable de Programmation.

Les Accords passés dans le cadre de ce Contrat détaillent pour chaque engagement spécifique et chaque Ensemble Raccordé concerné, les conditions techniques et financières particulières associées.

3 CONDITION PREALABLE

Le Responsable de Programmation est signataire avec RTE d'un « Contrat relatif à la Gestion Prévisionnelle de la production et du réseau ».

4 DOCUMENTS APPLICABLES AU CONTRAT

En cas de conflit d'interprétation entre les différents documents suivants, l'ordre de priorité d'interprétation de ces documents est le suivant par ordre décroissant :

- 1 - l'Accord ;
- 2 - le présent Contrat ;
- 3 - le « Contrat relatif à la Gestion Prévisionnelle » conclu entre les Parties ;
- 4 - l'Accord de Participation aux Règles, en qualité de Responsable de Programmation.

5 DEFINITIONS

Les mots ou groupes de mots utilisés dans le présent Contrat, avec leur première lettre en majuscule, ont la signification qui leur est donnée en Annexe 1 ci-après. Les termes de l'Annexe 1 s'appliqueront autant au singulier qu'au pluriel.

6 ELABORATION D'UN ACCORD

6.1 PRINCIPES GENERAUX APPLICABLES AUX ACCORDS PASSES ENTRE RTE ET LE RESPONSABLE DE PROGRAMMATION

Pour contractualiser un Produit, les Parties se rapprochent et concluent des Accords selon la procédure définie à l'article 6.2.

La préparation et la conclusion d'un Accord sont régies par les dispositions du Contrat.

Toute demande de conclusion d'un Accord est faite par échange de courrier électronique sécurisé ou par télécopie aux coordonnées et par les représentants dûment autorisés de chaque Partie, identifiés dans l'Annexe 2.

Les programmes d'appels (ou le cas échéant les prévisions) envoyés par le Responsable de Programmation devront intégrer les engagements pris dans les Accords.

6.2 PROCEDURE DE CONCLUSION D'UN ACCORD

6.2.1 Demande d'Accord et réponse à la demande d'Accord

Chaque Partie peut transmettre à l'autre Partie une demande pour la conclusion d'un Accord.

Si RTE est à l'origine de la demande d'Accord, cette demande doit définir la liste des Ensembles Raccordés concernés, la description des engagements techniques que RTE souhaite voir prendre par le Responsable de Programmation et le délai imparti au Responsable de Programmation pour répondre à cette demande.

Si le Responsable de Programmation est à l'origine de la demande d'Accord, cette demande doit définir la liste des Ensembles Raccordés concernés, la description des modifications de Planning de Référence ou/et le cas échéant, de Planning d'Indisponibilités que le Responsable de Programmation souhaite faire et le délai imparti à RTE pour répondre à cette demande.

Lorsque la demande du Responsable de Programmation est susceptible d'avoir un impact sur l'évacuation de la production d'un autre acteur de la zone, les conséquences financières seront à la charge du Responsable de Programmation.

En cas de refus ou d'absence de réponse d'une Partie dans le délai imparti, celle-ci fournit à l'autre Partie, sur demande écrite, la justification de ce refus.

Les réponses aux demandes d'Accord sont éventuellement accompagnées d'une durée de validité qui pourra être précisée dans la rubrique « Clauses particulières » des modèles d'Accord.

6.2.2 Forme d'un Accord

Tout Accord est rédigé selon un des modèles donnés en Annexe 4 et suivantes.

Un Accord est valide et opposable aux Parties dès qu'il a été signé par le représentant autorisé de chacune des Parties.

6.3 CREATION DE NOUVEAUX PRODUITS ET MODELES D'ACCORDS

RTE et le Responsable de Programmation ne peuvent signer d'Accord sur un Produit que si ce Produit existe dans le présent Contrat et fait l'objet d'un modèle d'Accord annexé audit Contrat.

Ainsi, dès lors que les Parties estiment nécessaire la création d'un nouveau Produit, elles se rapprochent, définissent le nouveau Produit, créent un modèle d'Accord relatif à ce Produit et l'insèrent au présent Contrat par voie d'avenant.

Tout avenant est dûment signé par le représentant autorisé de chaque Partie.

7 CONTREPARTIE FINANCIERE D'UN ACCORD

7.1 CONTREPARTIE FINANCIERE D'UN ACCORD DEMANDE PAR LE RESPONSABLE DE PROGRAMMATION

A la suite d'une demande de modification du Planning de Référence et/ou, le cas échéant, du Planning d'Indisponibilités du Responsable de Programmation, RTE s'engage à rechercher la solution la moins coûteuse permettant de répondre à cette demande. Le montant de la contrepartie financière demandée par RTE est égal à la somme des deux termes suivants :

- les surcoûts induits si la solution nécessite l'annulation des travaux, ou le remplacement des modes opératoires programmés par des modes opératoires plus coûteux,
- le montant de la contrepartie financière de l'Accord ou des Accords conclu(s) avec le Responsable de Programmation ou avec un autre responsable de programmation si la solution nécessite de contractualiser un(ou d') autre(s) Produit(s).

A tout moment, sur demande écrite du Responsable de Programmation, RTE fournit à ce dernier les justifications techniques conduisant au calcul de la contrepartie financière.

7.2 CONTREPARTIE FINANCIERE D'UN ACCORD DEMANDE PAR RTE

La contrepartie financière d'un Accord demandé par RTE couvre :

- les éventuels surcoûts techniques induits par l'Accord, calculés à partir de données techniques comme les surcoûts de chantiers, les surcoûts de personnel, les coûts de démarrage, etc. ;
- le manque à gagner des recettes d'électricité du Responsable de Programmation calculé sur la base :
 - o du prix de référence (cf. articles 7.2.1 pour la production en obligation et 7.2.2 sinon) ;
 - o du volume d'énergie moyen produit de l'Ensemble Raccordé défini ci-après, réajusté des éventuelles Indisponibilités communiquées dans le cadre du contrat de Gestion Prévisionnelle.

Ce volume d'énergie moyen produit de l'Ensemble Raccordé, hors réajustement des indisponibilités notifiées dans le cadre de la Gestion Prévisionnelle, est calculé :

- pour la production photovoltaïque : comme la somme des heures de la chronique au pas horaire communiquée par le Responsable de Programmation à la signature de ce Contrat en Annexe 7, pour la période concernée par l'Accord ;
- pour la production éolienne : à partir de la chronique par demi-journée communiquée par le Responsable de Programmation à la signature de ce contrat en Annexe 7 et selon un *prorata temporis*, si la période concernée par l'accord ne correspond pas à la demi-journée.

Le Responsable de Programmation détaille dans l'Accord les éléments ci-dessus avec le montant de la contrepartie financière associée.

La contrepartie financière est calculée lors de la signature de l'Accord, puis à l'occasion de chaque révision de l'Accord.

Pour chaque contrepartie financière d'un Accord, le mode de calcul des données est justifié auprès de RTE à tout moment sur demande écrite de RTE.

Le Responsable de Programmation s'engage à communiquer par écrit à RTE le détail de la méthode utilisée pour la valorisation des Accords, et notamment le tarif d'obligation d'achat dont il bénéficie ou le prix de marché à terme pris en compte (valeur et référence de prix).

7.2.1 Prix de référence pour un producteur en obligation d'achat (OA)

Dans le cas d'un producteur en obligation d'achat, le manque à gagner des recettes d'électricité du Responsable de Programmation est calculé selon les modalités du tarif d'obligation d'achat dont bénéficie l'Ensemble Raccordé.

Les tarifs d'obligation d'achat de référence sont précisés en Annexe 8. Le Responsable de Programmation doit prendre en compte les tarifs d'obligation d'achat par ordre croissant si la totalité d'un Ensemble Raccordé n'est pas arrêtée. Il doit également préciser dans l'Accord l'indexation du tarif d'obligation d'achat ainsi que le(s) tarif(s) d'obligation d'achat pris en compte.

7.2.2 Prix de référence pour un producteur hors obligation d'achat (hors OA)

Dans le cas d'un producteur hors obligation d'achat, le manque à gagner des recettes d'électricité du Responsable de Programmation est calculé sur la base du prix de marché à terme (coté sur eeX ; selon le cas, produit « baseload » ou « peakload », hebdomadaire, mensuel ou annuel en fonction de la date de conclusion de l'Accord). La valeur et la référence de prix doivent être précisées dans l'Accord.

8 ENGAGEMENTS DU RESPONSABLE DE PROGRAMMATION

8.1 ENGAGEMENTS EN J-1

Le Responsable de Programmation signataire de l'Accord s'engage quotidiennement pendant la Période Cible de l'Accord à soumettre à l'Heure Limite d'Accès au Réseau en J-1 des

Programmes d'Appel permettant le respect des engagements relatifs au Produit tel que défini dans l'Accord.

8.2 ENGAGEMENTS EN J

En J, en cas de Redéclaration de Programmes d'Appel, le Responsable de Programmation s'engage à ce que ceux-ci restent compatibles avec les engagements pris dans l'Accord.

9 MECANISME DE CONTROLE DES ENGAGEMENTS DU RESPONSABLE DE PROGRAMMATION

9.1 PRE-CONTROLE DES ENGAGEMENTS EN J-1

Consécutivement aux transmissions anticipées des performances et contraintes techniques d'une part et des Programmes d'Appel d'autre part, RTE effectue un contrôle du respect des engagements pris dans l'Accord et informe le Responsable de Programmation au plus tôt en cas d'écart. La détection d'un écart à cet instant n'entraîne pas de pénalité.

9.2 CONTROLE DES ENGAGEMENTS EN J-1 A L'HEURE LIMITE D'ACCES AU RESEAU

RTE vérifie que, pour tous les Jours de la Période Cible de l'Accord, le Responsable de Programmation a déposé un Programme d'Appel en J-1 à l'Heure Limite d'Accès au Réseau permettant le respect des engagements pris pour cet Accord au titre du Contrat.

Le contrôle se fait par la comparaison entre, d'une part, les Programmes d'Appel soumis par le Responsable de Programmation à l'Heure Limite d'Accès au Réseau en J-1 et, d'autre part, les engagements pris dans l'Accord.

Lorsque RTE constate en J-1 un non-respect des engagements par le Responsable de Programmation, il le Notifie à ce dernier au plus tard 15 minutes après l'Heure Limite d'Accès au Réseau. Si le Responsable de Programmation constate en J-1 une incohérence, il doit également le signaler à RTE dans les plus brefs délais.

Suivant l'information réciproque sur l'incohérence, le Responsable de Programmation et RTE conviennent :

- soit de la nécessité pour le Responsable de Programmation de renvoyer informatiquement vers RTE dans les plus brefs délais le fichier de Programme d'Appel intégrant la correction. Le Responsable de Programmation s'engage à ne modifier dans ce fichier que le Programme d'Appel de l'EDPrev sur laquelle l'incohérence a été détectée,
- soit de corriger l'anomalie au guichet suivant.

A défaut de correction de l'incohérence, une pénalité est calculée selon les dispositions de l'article 12.1.

9.3 CONTROLE DES ENGAGEMENTS EN J

RTE vérifie que, pour tous les Jours de la Période Cible de l'Accord, les Redéclarations de Programmes d'Appel permettent le respect des engagements pris par le Responsable de

Programmation dans l'Accord. En cas de non respect de ces engagements, une pénalité est calculée selon les dispositions de l'article 12.2.

10 ENGAGEMENTS DE RTE

Pour chaque Accord conclu, RTE s'engage à mettre en œuvre les solutions techniques convenues dans l'Accord.

11 MECANISME DE CONTROLE DES ENGAGEMENTS DE RTE

Le Responsable de Programmation vérifie que les Périodes de Corrélation et les Jours d'Indisponibilités des Liaisons de raccordement au RPT de ses Sites Notifiés par RTE sont conformes aux engagements pris dans l'Accord.

12 Pénalités en cas de non-respect des engagements pris au titre d'un Accord par le Responsable de Programmation

En cas de non conformité des engagements pour le jour J détectés par RTE en J-1 ou en J, la contrepartie financière due par RTE pour le jour J au titre de l'Accord est tout de même payée, mais le Responsable de Programmation est tenu de payer à RTE une indemnité définie selon les paragraphes suivants.

12.1 NON-RESPECT DES ENGAGEMENTS EN J-1

Si RTE constate une non-conformité à l'Heure Limite d'Accès au Réseau qui n'est pas corrigée dans les plus brefs délais ou, en cas d'accord de RTE, au guichet suivant la Notification de RTE au Responsable de Programmation, lors du contrôle des engagements en J-1 tel que défini à l'article 9.2, le Responsable de Programmation est tenu de payer une pénalité égale à :

1,8 x contrepartie financière de l'Accord (Euros) / durée de l'Accord (Jours).

La durée de l'Accord est la durée en Jours de la Période Cible.

Si cette durée est inférieure à 1 Jour, la pénalité est égale à :

1,8 x contrepartie financière de l'Accord.

12.2 NON-RESPECT DES ENGAGEMENTS EN J

Si RTE constate une non-conformité n'ayant pas été détectée en J-1 à l'Heure Limite d'Accès au Réseau lors du contrôle des engagements en J tel que défini à l'article 9.3, le Responsable de Programmation est tenu de payer une pénalité égale à :

2 x contrepartie financière de l'Accord (Euros) / durée de l'Accord (Jours).

La durée de l'Accord est la durée en Jours de la Période Cible.

Si cette durée est inférieure à 1 Jour, la pénalité est égale à :

2 x contrepartie financière de l'Accord.

13 CONDITIONS DE FACTURATION ET DE PAIEMENT

13.1 CONDITIONS GENERALES DE FACTURATION

Chaque Partie facture ce qui lui est dû, sans déduire les sommes qu'elle doit elle-même à l'autre Partie.

Les sommes à facturer sont calculées en euros (€) et, le cas échéant, arrondies au centime d'euro (c€) le plus proche.

13.2 MODALITES DE FACTURATION DES CONTREPARTIES FINANCIERES ET DES PENALITES

En début de mois M+1, RTE transmet au Responsable de Programmation, pour validation, un décompte :

- des contreparties financières des Accords qu'elle a signés au cours du Mois M, dans le cadre du Contrat ;
- des pénalités (montants et motifs) dues par le Responsable de Programmation en application de l'article 12 pour le Mois M.

Ces décomptes, établis par RTE en M+1 pour le Contrat, déterminent le total des montants à facturer au titre du Mois M par chaque Partie.

Après validation par le Responsable de Programmation du décompte, chaque Partie émet la ou les facture(s) correspondant au total des sommes qui lui sont dues.

Contreparties financières et pénalités font l'objet de factures distinctes.

13.3 FACTURATION

13.3.1 Emission des factures

Chaque Partie envoie à l'autre Partie la facture résultant du décompte mensuel des contreparties financières pour un Mois M, avant la fin du Mois M+1.

Chaque Partie envoie à l'autre Partie la facture résultant du décompte mensuel des pénalités dues par l'autre Partie pour le Mois M, avant la fin du Mois M+1.

Les sommes dues par chaque Partie sont exprimées hors taxes et sont à majorer des impôts et taxes en vigueur.

13.3.2 Contestation d'une facture

Toute réclamation d'une Partie relative à une facture doit être notifiée par lettre recommandée dans un délai de 30 Jours à compter de son émission.

RTE répond à cette contestation dans un délai de 30 Jours à compter de sa réception.

La Notification d'une réclamation n'a pas pour effet de suspendre l'obligation de régler les sommes facturées.

Si, une fois la contestation réglée, il apparaît que le paiement effectué est supérieur à la somme réellement due, la Partie qui aura trop perçu sera redevable, sans qu'il soit besoin d'une mise en demeure préalable, de pénalités égales à une fois et demie le taux d'intérêt légal appliqué au montant du trop-perçu pour le nombre exact de jours écoulés entre la date du paiement par la Partie qui aura trop versé et la date du règlement effectif du montant objet de la contestation par la Partie qui aura trop perçu.

13.3.3 Délai de paiement

Le Responsable de Programmation règle le montant de sa facture au plus tard 30 Jours suivant sa réception par virement bancaire à RTE.

RTE règle le montant de sa facture d'achat au plus tard 30 Jours suivant sa réception par virement bancaire au Responsable de Programmation.

13.4 DEFAUT DE PAIEMENT ET PENALITES EN CAS DE NON-PAIEMENT

A défaut de paiement intégral dans le délai prévu pour leur règlement, les sommes dues sont majorées de plein droit, et sans qu'il soit besoin d'une mise en demeure, de pénalités calculées sur la base du taux d'intérêt appliqué par la Banque Centrale Européenne à son opération de refinancement la plus récente majoré de 10 points de pourcentage. Ces pénalités portent sur le montant total de la créance (montant de la facture TTC hors minoration). Elles sont calculées à partir de la date d'échéance jusqu'à la date de paiement effectif de la facture et ne peuvent être inférieures à un minimum de perception fixé à 140 € hors taxes.

Si le paiement intégral de toutes les sommes dues au titre du Contrat n'est pas intervenu dans un délai de trente Jours à compter de l'expiration du délai prévu à l'article 13.3, RTE met en demeure le Client de régler le montant des sommes dues par lettre recommandée avec demande d'avis de réception.

Après l'expiration d'un délai de huit jours à compter de la réception de ladite lettre de mise en demeure par le Client, RTE peut résilier le Contrat de plein droit, huit Jours après l'envoi d'une lettre recommandée avec demande d'avis de réception au Client.

Nonobstant la résiliation, RTE pourra exercer toute voie et moyen de droit à l'encontre du Client afin de recouvrer les sommes dues.

L'ensemble des frais liés à la suspension du Contrat sont à la charge exclusive du Client et lui seront facturés.

13.5 EXCEPTION D'INEXECUTION

En cas de non-paiement par une Partie de sommes dues au titre d'un Accord à l'autre Partie, cette dernière peut suspendre le paiement des sommes qu'elle-même doit à cette Partie, dans la limite du montant des sommes qui lui sont dues.

14 CONDITIONS GENERALES D'APPLICATION DU CONTRAT

14.1 FORCE MAJEURE

Un événement de force majeure désigne tout événement irrésistible, imprévisible et extérieur, rendant impossible l'exécution de tout ou partie des obligations contractuelles de l'une ou l'autre des Parties.

En outre, les circonstances exceptionnelles suivantes sont assimilées par les Parties à des événements de force majeure :

- Les destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats, atteintes délictuelles ;
- Les préjudices causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des tiers, tels que les incendies, explosions, chutes d'avion ;
- Les catastrophes naturelles au sens de la loi n° 82-600 du 13 juillet 1982 modifiée ;
- L'indisponibilité soudaine, fortuite et simultanée de plusieurs installations de production raccordées au Réseau Public de Transport, dès lors que la puissance indisponible est supérieure à ce que l'application des règles de sûreté mentionnées à l'article 28 du Cahier des Charges du RPT prévoit ;
- Les mises hors service d'ouvrages décidées par les pouvoirs publics pour des motifs de sécurité publique ou de police dès lors que cette décision ne résulte pas du comportement ou de l'inaction de RTE ;
- Les phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle au regard de leur impact sur les réseaux.

Les Parties n'encourent aucune responsabilité et ne sont tenues d'aucune obligation de réparation des préjudices subis par l'une ou l'autre du fait de l'inexécution ou de l'exécution défectueuse de tout ou partie de leurs obligations contractuelles, lorsque cette inexécution ou cette exécution défectueuse a pour cause la survenance d'un événement de force majeure ou assimilé.

La Partie qui désire invoquer l'événement de force majeure ou assimilé le Notifie à l'autre Partie dans les meilleurs délais, en précisant la nature de l'événement de force majeure invoqué et sa durée probable.

Toute Partie qui invoque un événement de force majeure a l'obligation de mettre en œuvre tous les moyens dont elle dispose pour en limiter sa portée et sa durée.

Si un événement de force majeure a une durée supérieure à 3 mois, chacune des Parties peut résilier le Contrat, sans qu'il en résulte un quelconque droit à indemnité pour l'autre Partie, par l'envoi à l'autre Partie d'une lettre recommandée avec demande d'avis de réception. La résiliation prendra effet à l'expiration d'un délai de 10 Jours à compter de la date d'expédition de ladite lettre.

14.2 ENTREE EN VIGUEUR DE NOUVELLES DISPOSITIONS LEGISLATIVES OU REGLEMENTAIRES

Dès l'entrée en vigueur de nouveaux textes législatifs ou réglementaires en relation avec l'objet du Contrat, et en tant que de besoin, les Parties s'engagent à modifier le Contrat, afin de le rendre conforme aux nouvelles règles en vigueur.

14.3 CESSION

Le Contrat est incessible, sauf accord préalable écrit de RTE.

En cas de modification du statut juridique du Client (fusion, absorption, etc.), ce dernier en informe RTE dans les meilleurs délais, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception.

14.4 RESILIATION

Le Contrat peut être résilié par une Partie sans indemnité après envoi à l'autre Partie d'une lettre recommandée avec demande d'avis de réception, notamment dans les cas énumérés ci-après :

- Un événement de force majeure se prolonge au-delà de 3 mois à compter de sa survenance ;
- En cas de cessation d'activité du Responsable de Programmation, dûment justifiée et Notifiée à RTE.

La résiliation prend effet à l'expiration d'un délai de 15 Jours à compter de la réception de ladite lettre recommandée.

Le Contrat est résilié de plein droit en cas de résiliation de l'Accord de Participation aux Règles relatives à la Programmation.

14.5 CONFIDENTIALITE

14.5.1 Nature des informations confidentielles

En application de l'article L. 111-72 du code de l'énergie, RTE est tenu de préserver la confidentialité des informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique dont la communication serait de nature à porter atteinte aux règles de concurrence libre et loyale et de non-discrimination imposées par la loi. La liste de ces informations et les conditions de leur utilisation sont fixées par le décret n° 2001-630 du 16 juillet 2001 relatif à la confidentialité des informations détenues par les gestionnaires de réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité.

En outre, pour les informations non visées par ce décret, chaque Partie détermine, par tout moyen à sa convenance, celles, de tout type et sur tout support, qu'elle considère comme confidentielles.

14.5.2 Contenu de l'obligation de confidentialité

Pour les informations confidentielles visées par le décret susvisé du 16 juillet 2001, et conformément à son article 2-II, le Responsable de Programmation autorise RTE à communiquer à des tiers ces informations confidentielles si cette communication est nécessaire à l'exécution du Contrat. Pour les informations confidentielles non visées par le décret précité, les Parties s'autorisent à communiquer à des tiers ces informations si cette communication est nécessaire à l'exécution du Contrat.

Les Parties s'engagent à ce que les tiers, destinataires d'informations confidentielles au sens de l'article 14.5.1, prennent les mêmes engagements de confidentialité que ceux définis au présent article. A ce titre, la Partie destinataire d'une information confidentielle s'engage à prendre, vis-à-vis de ses salariés, des sous-traitants et de toute personne physique ou morale qu'elle mandate pour participer à l'exécution du Contrat, toutes les mesures utiles, notamment contractuelles, pour faire respecter par ceux-ci la confidentialité des informations dont ils pourraient avoir connaissance. Elle prend, en outre, toutes les dispositions utiles pour assurer la protection physique de ces informations, y compris lors de l'archivage de celles-ci.

Chaque Partie Notifie dans les plus brefs délais à l'autre Partie toute violation ou présomption de violation des obligations découlant du présent article.

Les obligations résultant du présent article ne s'appliquent pas si la Partie destinataire d'une information confidentielle apporte la preuve que celle-ci, au moment de sa communication, était déjà accessible au public ou que depuis sa communication, cette information a été reçue par elle, d'un tiers, licitement, sans violation des dispositions du présent article.

14.5.3 Durée de l'obligation de confidentialité

Les Parties s'engagent à respecter le présent engagement de confidentialité pendant une durée de 5 ans après l'expiration ou la résiliation du présent Contrat.

14.6 CONTESTATIONS ET REGLEMENT DES LITIGES

En cas de contestation relative à l'interprétation ou l'exécution du Contrat, les Parties se rencontrent en vue de rechercher une solution amiable.

A cet effet, la Partie demanderesse adresse à l'autre Partie une Notification précisant :

- La référence du Contrat (n° et date de signature) ;
- L'objet de la contestation ;
- La proposition d'une rencontre en vue de régler à l'amiable le litige.

Les Parties conviennent que le défaut d'accord, à l'issue d'un délai de trente Jours à compter de la Notification du différend, vaut échec desdites négociations.

En cas de différend entre RTE et le Responsable de Programmation lié à l'accès au RPT ou à son utilisation, notamment en cas de refus d'accès ou de désaccord sur la conclusion, l'interprétation ou l'exécution du présent Contrat, la Commission de Régulation de l'Energie peut être saisie par l'une ou l'autre des Parties.

Les litiges portés devant une juridiction sont soumis au Tribunal de Commerce de Paris.

14.7 NOTIFICATIONS

Toute Notification au titre du Contrat, par RTE ou par le Responsable de Programmation, est faite par écrit :

- Soit par une remise en mains propres contre reçu ;
- Soit par lettre recommandée avec demande d'avis de réception ;
- Soit par télécopie ;
- Soit par courriel avec demande d'avis de réception.

La date de Notification est réputée être :

- La date mentionnée sur le reçu pour une remise en mains propres ;
- La date de l'avis de réception pour une lettre recommandée avec demande d'avis de réception ;
- Le jour et l'heure de l'accusé de réception émis par le télécopieur pour une télécopie ;
- Le jour et l'heure de l'accusé de réception émis par le système informatique de la Partie réceptrice pour un courriel.

14.7.1 Notifications relatives au Contrat

Les Notifications d'une Partie à l'autre Partie au titre du suivi commercial du présent Contrat cadre se font aux coordonnées spécifiées en Annexe 2.

Ces coordonnées peuvent être modifiées par chacune des Parties à tout moment par Notification écrite faite à l'autre Partie prenant effet 2 jours ouvrables après la date de réception de cette Notification.

14.7.2 Notifications relatives à un Accord

Les Notifications d'une Partie à l'autre Partie au titre d'un Accord se font aux coordonnées spécifiées en Annexe 3.

14.8 TERRITORIALITE DU CONTRAT

Le présent Contrat est applicable sur l'ensemble du territoire français métropolitain. Il ne produit pas d'effet dans les départements et territoires d'outre-mer et en Corse.

14.9 DROIT APPLICABLE ET LANGUE DU CONTRAT

Le présent Contrat est régi par le droit français.

Nonobstant toutes traductions qui pourraient en être faites, signées ou non, la langue faisant foi pour l'interprétation ou l'exécution du Contrat est le français.

Annexe 1. Définitions

Accord	Accord rédigé selon un des modèles prévus en annexe du contrat cadre de Traitement des Accords en amont du J-1, conclu entre les Parties et dûment signé par le représentant autorisé de chaque Partie.
Annexe	Annexe du présent Contrat.
EDPrev (Entité de Prévision)	Unité élémentaire de prévision aux sens des Règles de Programmation.
Ensemble Raccordé au RPT par un Point De Connexion ou Ensemble Raccordé	Correspond à l'ensemble des Installations de production ou Sites situés en aval d'un Point De Connexion du RPT.
Gestion Prévisionnelle	Coordination entre le Responsable de Programmation d'un ou plusieurs Ensemble(s) Raccordé(s) de Production et RTE, en vue de planifier les Indisponibilités des générateurs raccordés sur le RPT d'une part et du RPT d'autre part.
Heure ou H	Les heures indiquées correspondent à l'heure de Paris et à une durée de 60 minutes.
Heure Limite d'Accès au Réseau	Heure Limite de transmission à RTE des Programmes d'Appel, des Programmes Prévisionnels, des performances et des contraintes techniques et des Offres d'Ajustement de la veille pour le lendemain. Cette heure limite est fixée dans les Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'Equilibre.
Indisponibilité	Etat d'un générateur, d'une Installation de production, d'un Ensemble Raccordé ou d'un élément du RPT qui est déclaré hors service.
Installations de Production	Equipements destinés à la production d'énergie électrique qui comprennent un ou plusieurs groupes de production ainsi que des appareillages auxiliaires (poste d'évacuation, auxiliaires de production...). Ces équipements sont regroupés sur un même Site et exploités par le même producteur. Une installation correspond à un établissement identifié par un numéro de SIRET. Ces installations sont régies par le décret n°2000- 877 relatif à l'autorisation d'exploiter les installations de production d'électricité.
Jour ou Journée ou J	Jour calendaire d'une durée de 24 Heures débutant à zéro Heure (0H00min00s) et se terminant à vingt-trois Heures cinquante-neuf minutes et cinquante-neuf secondes (23H59min59s). Les jours de changement d'heure légale, tels que définis par arrêtés publiés au Journal Officiel de la République française, comptent soit 23 Heures soit 25 Heures.
Jour Ouvrable	L'un quelconque des jours de la semaine, du lundi au samedi, à l'exception : - du dimanche, - des jours fériés et chômés définis à l'article L. 222-1 du code du travail.

Jour Ouvré	L'un quelconque des jours de la semaine, à l'exception du samedi, du dimanche et des jours fériés et chômés définis à l'article L. 222-1 du code du travail.
Liaison de Raccordement	Liaison électrique entre une Installation de production et un poste du réseau public de transport constituée normalement d'une cellule disjoncteur à chaque extrémité et de conducteurs (ligne aérienne et/ou câble souterrain) de liaison). Sous sa forme minimale, la Liaison de Raccordement peut être réduite à un tronçon de barres du poste électrique du RPT sur lequel l'installation du Producteur est connectée.
Notification (ou Notifier)	Envoi d'informations par une Partie à l'autre Partie suivant les modalités prévues à l'article 14.7.
Période de Moindre productible	Période de 6 semaines durant laquelle le producteur estime que sa production sera faible, hors période 15 décembre – 15 mars inclus.
Planning d'Indisponibilités	Planning établi par le Responsable de Programmation (ou tout prestataire désigné par ce dernier) selon les modalités définies dans ce contrat.
Planning de Référence	Planning d'Indisponibilités complété par RTE lors du cycle de concertation semestrielle et hebdomadaire.
Point De Connexion	Point de raccordement physique au RPT de l'Ensemble Raccordé. Il est situé en limite de propriété entre le RPT et les Installations de Production.
Produit	Désigne l'objet de l'accord (Effacement, limitation de puissance, modification de Planning de Référence ou d'Indisponibilités ou de Disponibilités).
Programme d'Appel	Chroniques établies par un Responsable de Programmation en J-1 pour J selon les Règles et comprenant notamment les informations relatives à sa prévision de production.
Règles	Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'Equilibre disponibles sur le site Internet de RTE (www.rte-france.com).
Responsable de Programmation	Personne morale ayant signé avec RTE un Accord de Participation aux Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'Equilibre, en qualité de Responsable de Programmation pour un ensemble d'Entités de Prévision et pour lesquelles elle assure la gestion prévisionnelle des Indisponibilités.
Réseau Public de Transport ou RPT ou Réseau	Réseau public de transport d'électricité défini conformément aux dispositions du code de l'énergie.
Réseau de Transport d'Electricité ou RTE	Réseau de Transport d'Electricité, société gestionnaire du réseau public de transport d'électricité exerçant ses missions conformément aux dispositions du code de l'énergie.
Semaine ou S	Période commençant le samedi à 0 Heures 00 minutes et 00 seconde et se terminant le vendredi suivant à 23 Heures 59 minutes et 59 secondes.

Site de Production ou Site	Etablissement identifié par son numéro d'identité au répertoire national des entreprises et des établissements (numéro SIRET).
Sûreté du Système Electrique (Sûreté)	Ensemble des niveaux d'alerte, des règles et des procédures définis dans le Mémento de la sûreté du système électrique de RTE.

Annexe 2. Coordonnées

Les responsables contractuels sont :

Pour **RTE** :

Interlocuteur :	Gaëla FRIGNANI Département Commercial
Adresse :	Tour Initiale, 1 terrasse Bellini 92919 Paris La Défense Cedex
Téléphone :	01 41 02 16 15 - 01 41 02 17 16
Télécopie :	01 41 02 10 79
E-mail :	gaela.frignani@rte-france.com

Pour **XXX** :

Interlocuteur(s) :	
Adresse :	
Téléphone :	
Télécopie :	
E-mail :	

Annexe 3. Echanges entre les Parties

Pour la transmission des données opérationnelles, les coordonnées des responsables de RTE et du Responsable de Programmation sont :

Ensemble Raccordé	Interlocuteur RTE	Unité RTE	Interlocuteur xxx
X	Cycle semestriel X Cycle hebdomadaire X	X	Monsieur Tel : Fax : @

Adresse d'envoi de la facture et coordonnées bancaires pour **RTE** :

Contact :	Les coordonnées de l'agence comptable seront indiquées sur chaque commande GCP, ainsi que le numéro de commande à rappeler pour toute correspondance
Adresse :	Agence Comptable RTE de Lille
Nom et adresse de l'établissement bancaire :	Société Générale 5, Place de la Pyramide Tour Ariane 92088 PARIS LA DEFENSE Cedex
Numéro de compte :	30003 04170 00020122549 - 73
Code SWIFT :	SOGEFRPP

Adresse d'envoi de la facture et coordonnées bancaires pour **XXX** :

Contact :	
N° de téléphone :	
N° de télécopie :	
Adresse e-mail :	
Nom et adresse de l'établissement bancaire :	
Numéro de compte :	
Code SWIFT :	

Annexe 4. Modèle d'Accord d'Effacement

Accord N°_____ Ind.____

Demande de l'ENTITE DE RTE [YYY] auprès du Responsable de Programmation : XXX

Liste des EDPprev concernées :

EDPprev xxx

EDPprev yyy...

Période Cible :

Date de début	Date de fin

Aménagements demandés au Programme d'Appel :

Pour chaque Pas Demi-Horaire des périodes ci-dessous, le Programme d'Appel de chaque EDPprev est nul :

Périodes	Heure de début	Heure de fin
Du au.....		
Du au.....		
Du au.....		

Clauses Particulières :

Préciser ici notamment si le ou les Groupes de Production appartenant aux EDPprev doivent être en mesure de se passer de leur Alimentation Principale.

Réponse demandée avant le : xx/xx/xxxx à xxHxxmn

PROPOSITION DU RESPONSABLE DE PROGRAMMATION :

Impact sur le Planning d'Indisponibilités

La demande de RTE nécessite les aménagements suivants sur le Planning d'Indisponibilités :

Contrepartie financière

Le Responsable de Programmation s'engage à respecter la demande moyennant une contrepartie financière fixe pour l'ensemble des EDPprev égale à :

_____ Euros

décomposée de la manière suivante :

Contrepartie pour :	Montant
Eventuels surcoûts techniques induits par l'Accord (à détailler ci dessous) :	(total)
- Rubrique 1	
- ...	
Manque à gagner ou surcoût potentiel en référence, conformément à l'article 7.2 du contrat cadre de traitement des accords en amont du J-1 (à détailler ci dessous) :	(total)
- au tarif d'obligation d'achat (tenant compte de l'indexation), induit par cet Accord (cf. articles 7.2 et 7.2.1 - cas du producteur en obligation d'achat)	
ou	
- au prix à terme de l'électricité (cf. cas du producteur hors obligation d'achat - articles 7.2 et 7.2.2)	
<i>NB : la valeur du tarif d'achat et la valeur de l'indexation doivent être détaillées le cas échéant</i>	
- Rubrique 1	
- ...	
Autres (à détailler ci dessous)	(total)
- ...	

Le paiement de cette contrepartie financière est réparti de la façon suivante pour chaque Mois M ayant des Jours inclus dans la Période Cible :

Mois M	Contrepartie financière pour le mois M

Clauses Particulières :

Pour le Responsable de Programmation :

Le : _____

M

En sa qualité de :

Pour RTE :

Le : _____

M

En sa qualité de :

Annexe 5. Modèle d'Accord de limitation de puissance

Accord N°_____ Ind.____

Demande de l'ENTITE DE RTE [YYY] auprès du Responsable de Programmation XXX :

Liste des EDPprev concernées :

EDPprev xxx

EDPprev yyy...

Période Cible :

Date de début	Date de fin

Aménagements demandés au Programme d'Appel :

Pour chaque Pas Demi-Horaire des périodes ci-dessous, la somme des Puissances des Programmes d'Appel des EDPprev doit être inférieure ou égale à la puissance spécifiée ci-dessous :

Périodes	Heure de début	Heure de fin	Puissance limite à respecter
Du au.....			--- MW
Du au.....			--- MW
Du au.....			--- MW

Clauses Particulières :

Réponse demandée avant le : xx/xx/xxxx à xxHxxmn

PROPOSITION du Responsable de Programmation :

Impact sur le Planning d'Indisponibilités

La demande de RTE nécessite les aménagements suivants sur le Planning d'Indisponibilités :

Contrepartie financière

Le Responsable de Programmation s'engage à respecter la demande moyennant une contrepartie financière fixe pour l'ensemble des EDPprev égale à :

_____ Euros

décomposée de la manière suivante :

Contrepartie pour :	Montant
Eventuels surcoûts techniques induits par l'Accord (à détailler ci dessous) :	(total)
- Rubrique 1	
- ...	
Manque à gagner ou surcoût potentiel en référence, conformément à l'article 7.2 du contrat cadre de traitement des accords en amont du J-1 (à détailler ci dessous) :	(total)
- au tarif d'obligation d'achat (tenant compte de l'indexation), induit par cet Accord (cf. articles 7.2 et 7.2.1 - cas du producteur en obligation d'achat) ou	
- au prix à terme de l'électricité (cf. cas du producteur hors obligation d'achat - articles 7.2 et 7.2.2)	
- Rubrique 1	
- ...	
<i>NB : la valeur du tarif d'achat et la valeur de l'indexation doivent être détaillées le cas échéant</i>	
Autres (à détailler ci dessous)	(total)
- ...	
<i>(la réduction est établie pour chaque heure comme la différence entre la valeur de la prévision de l'Annexe 7 du contrat cadre de traitement des accords en amont du J-1 (prorata temporis pour l'éolien, le cas échéant) et la Puissance Limite à respecter demandée par RTE).</i>	

Le paiement de cette contrepartie financière est réparti de la façon suivante pour chaque Mois M ayant des Jours inclus dans la Période Cible :

Mois M	Contrepartie financière pour le mois M

Clauses Particulières :

Pour le Responsable de Programmation :

Le : _____

M

En sa qualité de :

Pour RTE :

Le : _____

M

En sa qualité de :

Annexe 6. Modèle d'Accord de modification de Planning de Référence ou d'Indisponibilités ou de Disponibilités à la demande du Responsable de Programmation ou de RTE

Accord N°_____ Ind._____

Demande du Responsable de Programmation XXX auprès de l'ENTITE DE RTE : [YYY]

Liste des Ensembles Raccordés concernés :

Ensemble Raccordé xxx

Ensemble Raccordé yyy...

Demande de modifications sur le Planning d'Indisponibilités :

Préciser ici arrêts déplacés, arrêts supprimés et nouveaux arrêts

Clauses Particulières :

Réponse demandée avant le :xx/xx/xxxx à xxHxxmn

PROPOSITION DE L'ENTITE DE RTE :

Contrepartie financière

RTE accepte la demande moyennant une contrepartie financière fixe correspondant aux dispositions rendues nécessaires par la modification du Planning d'Indisponibilités :

_____ Euros

décomposée de la manière suivante :

Contrepartie pour :	Montant
les surcoûts induits si la solution nécessite l'annulation des travaux, ou le remplacement des Modes Opératoires programmés par des Modes Opératoires plus coûteux	(total)
- Rubrique 1	
- ...	
le montant de la contrepartie financière de (ou des) Accord(s) conclu(s) avec le Responsable de Programmation ou avec un autre Responsable de Programmation si la solution nécessite de contractualiser un (ou d') autre(s) Produit(s)	(total)
- Rubrique 1	
- ...	

Le paiement de cette contrepartie financière est réparti de la façon suivante pour chaque Mois M ayant des Jours inclus dans la Période Cible :

Mois M	Contrepartie financière pour le mois M

Clauses Particulières :

Pour RTE :

Le : _____

M

En sa qualité de :

Pour le Responsable de Programmation :

Le : _____

M

En sa qualité de :

Annexe 7. Préviation moyenne horaire de production d'énergie des Ensembles Raccordés

La préviation moyenne horaire de production d'énergie des Ensembles Raccordés doit être présentée sous la forme d'un tableau indiquant :

- pour les Ensembles Raccordés photovoltaïques, pour chaque Heure de l'année et pour chaque Ensemble Raccordé, l'énergie moyenne produite ;
- pour les Ensembles Raccordés éoliens, pour chaque demi-journée de l'année et pour chaque Ensemble Raccordé, l'énergie moyenne produite.

Ce tableau est constitué pour chaque Ensemble Raccordé, conformément à l'article 7 du présent Contrat, sur la base de données climatologiques et des caractéristiques des générateurs présents sur chaque Site.

Ce tableau est fourni à RTE sous un format adapté à son intégration dans le présent Contrat. Une version électronique élaborée à l'aide d'un tableur de type Excel ou équivalent.

RTE peut demander au producteur de justifier ses prévisions sur des bases vérifiables et tangibles (ex : données statistiques publiques, éléments techniques). En cas de désaccord, RTE utilisera un pourcentage standard pour définir la production à partir de la puissance de l'Ensemble Raccordé (pourcentages différenciés entre PV et éolien en cours de détermination par RTE).

RTE peut refuser la prise en compte des données fournies par le Responsable de Programmation pour la présente annexe si elles n'ont pas le bon format. De même, RTE peut les refuser si elles lui semblent à l'évidence erronées (ex : données trop optimistes).

Ce tableau est susceptible d'être mis à jour une fois par an à la demande de l'une ou l'autre des Parties en cas de modification significative. Cette demande doit être formulée au moment des échanges relatifs à la Période de Moindre productible telle que définie dans le contrat de Gestion Prévisionnelle. La Partie qui reçoit la demande de mise à jour dispose d'un mois pour donner son accord ou pour motiver son refus.

En cas de refus, les Parties se rencontrent et recherchent un accord. A défaut d'accord, RTE utilisera un pourcentage standard pour définir la production à partir de la puissance de l'Ensemble Raccordé (pourcentages différenciés entre PV et éolien en cours de détermination par RTE).

A défaut de réponse dans le délai d'un mois à compter de la date d'envoi de la demande de mise à jour de la présente Annexe, la proposition est considérée comme acceptée.

Toute mise à jour fera l'objet d'un avenant au présent Contrat.

Annexe 8. Tarifs d'obligation d'achat applicables pour chaque Site

La présente annexe précise les tarifs d'obligation d'achat qui serviront au calcul de la contrepartie financière précisée dans l'article 7 du présent Contrat.

Nom de l'Ensemble Raccordé	Type de production (éolien ou PV)	Nom du Site	Puissance du Site (en MW)	Tarif d'obligation d'achat de référence du Site (en € par MWh)	URSE RTE

Le producteur doit justifier le montant précisé dans le tableau ci-dessus sur simple demande de RTE. En cas de montant erroné, toute contrepartie financière calculée sur la valeur erronée pourra faire l'objet d'une régularisation a posteriori par RTE.

Documentation Technique de Référence
Chapitre 8 – Trames-type
Article 8.10 - Modèle de contrat de participation
aux services système

Document applicable à compter du 25 septembre 2012

106 [Pages](#)

[Version 2 du 25/09/2012](#)

CONTRACTANTS

RTE Réseau de transport d'électricité
Tour Initiale - 1, Terrasse Bellini, TSA 41000
92919 La Défense Cedex

Société Anonyme à conseil de surveillance
et directoire au capital de 2 132 285 690 €

Identifiant TVA : FR19444619258
Siren RTE : 444 619 258 RCS Nanterre
NAF : 35.12Z Transport d'électricité

Représenté par : _____
En qualité de : _____

Ci-après désignée « **RTE** »

Société _____
au capital de _____ €

Identifiant TVA : FR _____
Siren : _____ RCS _____
NAF: _____

Représenté par : _____
En qualité de : _____

Ci-après désignée le « **Responsable de Programmation** »

Ou par défaut, dénommés individuellement une "Partie" ou, conjointement les "Parties".

OBJET

CONTRAT DE PARTICIPATION AUX SERVICES SYSTEME

N° du Contrat : [à compléter]

[Les remarques entre crochets ont pour but d'expliquer comment remplir et/ou compléter les champs à renseigner. Elles n'apparaissent pas dans la version à signer par le Responsable de Programmation.]

DUREE

Le Contrat s'applique pour la période du 1er mars 2011 au 31 décembre 2013. Il n'est pas tacitement reconductible.

SIGNATURES [CONTRAT A SIGNER EN DOUBLE EXEMPLAIRE ; PARAPHER CHAQUE PAGE]

Pour RTE
A Paris La Défense
Le _____

Pour _____
A _____
Le _____

[Nom et qualité du signataire] _____

[Nom et qualité du signataire] _____

SOMMAIRE

1. Préambule	6
2. Objet du Contrat.....	7
3. Définitions	7
4. Contribution au réglage de la fréquence.....	9
4.1 Principes.....	9
4.2 Engagement du Responsable de Programmation à contribuer au réglage de la fréquence.....	10
4.2.1 Portée de l'engagement	10
4.2.2 Définition des Groupes de Production aptes à participer au Réglage Primaire	10
4.2.3 Définition des Groupes de Production aptes à participer au Réglage Secondaire	11
4.2.4 Modification des listes des Groupes de Production aptes à participer aux Réglages Primaire ou Secondaire de fréquence	12
4.2.5 Inaptitude temporaire des Groupes de Production vis à vis des Réglages Primaire ou Secondaire de fréquence	13
4.2.6 Possibilité d'accord avec d'autres Responsables de Programmation	13
4.2.7 Possibilité de transférer de la Réserve Primaire à l'étranger	13
4.3 Programmation de la contribution au service de réglage de la fréquence	14
4.3.1 Principes.....	14
4.3.2 Contributions attendues du Responsable de Programmation.....	15
4.3.3 Choix de l'option de transmission	15
4.3.3.1 Pour la première étape du calcul	15
4.3.3.2 Pour les étapes suivantes	16
4.3.4 Processus d'élaboration de la prescription	16
4.3.4.1 Etape1.....	16
4.3.4.2 Etape2.....	17
4.3.4.3 Etape 3.....	17
4.3.5 Prescriptions définitives	17
4.3.6 Encadrement des prescriptions	18
4.3.7 Cas de décalage des horaires du processus standard	18
4.3.8 Déclaration par le Responsable de Programmation de sa contribution au service de réglage de la fréquence	18
4.3.9 Modification en infra journalier des échanges effectués dans le cadre des accords entre Responsables de Programmation	19
4.3.10 Modification par RTE des valeurs de la contribution au service de réglage de la fréquence	19
4.3.11 Echancier de mise en place du processus de prescription.....	20
4.3.12 Information sur la fréquence de référence	21
4.4 Rémunération du Responsable de Programmation pour sa contribution au réglage de la fréquence..	21
4.4.1 Composantes de la rémunération du Responsable de Programmation	21
4.4.1.1 Montant du terme « capacité ».....	21
4.4.1.2 Montant du terme « énergie »	21
4.4.2 Révision des prix	22
4.4.3 Conséquences du non-respect de la prescription dans le Programme d'Appel.....	22
4.4.3.1 Principes.....	22
4.4.3.2 Calcul du non respect	22
4.4.3.3 Non-respect de la prescription définitive pour la zone de réglage France	23
4.4.3.4 Non-respect de la prescription définitive lié aux transferts	24
4.5 Traitement a posteriori.....	24
4.5.1 Données à adresser au Responsable de Programmation	24
4.5.2 Modalités de consolidation des données	25
4.5.3 Données consolidées	25
4.5.4 Facturation.....	25
5. Contribution au réglage de la tension (U/Q).....	25
5.1 Principes.....	25
5.2 Engagements du Responsable de Programmation à contribuer au réglage de la tension.....	26
5.3 Contribution du Responsable de Programmation au service de réglage de la tension.....	27

5.3.1	Groupes de Production participant au réglage.....	27
5.3.2	Envoi d'ordres en temps réel.....	27
5.4	Rémunération du Responsable de Programmation pour sa contribution au réglage de la tension	28
5.4.1	Principes.....	28
5.4.2	Montant de la rémunération.....	28
5.4.2.1	Part fixe	28
5.4.2.2	Part variable	29
5.4.3	Révision des prix.....	30
5.5	Traitement a posteriori.....	30
5.5.1	Données à adresser au Responsable de Programmation	30
5.5.2	Modalités de consolidation des données	30
5.5.3	Données consolidées	30
5.5.4	Facturation.....	31
5.6	Gestion prévisionnelle de la production et du réseau en zones sensibles.....	31
6.	Contrôle et conséquences.....	31
6.1	Contrôle par RTE de la contribution du Responsable de Programmation aux Services Système	31
6.1.1	Performances contrôlées et périmètre du contrôle.....	31
6.1.2	Essais et campagnes de mesures.....	32
6.1.3	Rapport de contrôle	32
6.2	Notification des Défaillances de Réglage et délai de Mise en Conformité	32
6.2.1	Notification des Défaillances de Réglage.....	32
6.2.1.1	Envoi	32
6.2.1.2	Contestation.....	33
6.2.1.3	Cas des Notifications de Défaillance de Réglage détecté sur les performances U1 et U4.....	33
6.2.1.4	Défaillance de réglage de la fréquence : impact sur la programmation	34
6.2.2	Seuil de Notification.....	34
6.2.3	Date Prévisionnelle de Mise en Conformité	34
6.2.3.1	Proposition du Responsable de Programmation	34
6.2.3.2	Accord de RTE.....	35
6.2.3.3	Modification.....	35
6.2.4	Mise en Conformité.....	35
6.2.4.1	Envoi	35
6.2.4.2	Contestation.....	36
6.2.5	Incidents graves ou retrait d'exploitation de longue durée.....	36
6.2.6	Audit indépendant	36
6.3	Conséquences financières des Défaillances de Réglage.....	37
6.3.1	Période de Défaillance de Réglage prise en compte dans le calcul des Abattements et Pénalités.....	38
6.3.1.1	Période de Défaillance : cas particuliers.....	38
6.3.2	Part de réglage indisponible prise en compte dans le calcul des Abattements et des Pénalités	39
6.3.3	Montant de l'Abattement.....	39
6.3.3.1	Réglage de la fréquence.....	39
6.3.3.2	Réglage de la tension.....	40
6.3.4	Montant de la Pénalité.....	41
6.3.4.1	Réglage de la fréquence.....	41
6.3.4.2	Réglage de la tension (pénalité courante).....	42
6.3.4.3	Réglage de la tension (pénalité renforcée).....	42
6.3.4.4	Montant maximal des Pénalités	43
6.4	Conséquences financières des indisponibilités des Groupes de Production situés en zone sensible	43
6.4.1	Abattement de la rémunération pour les indisponibilités dépassant un délai convenu	43
6.4.2	Règle de non cumul pour un Groupe de Production en Défaillance de Réglage et simultanément indisponible.....	45
6.5	Indisponibilité du Réseau Public de Transport	46
7.	Fonctionnement en Compensateur Synchrone.....	46
7.1	Contribution du Responsable de Programmation au service de compensation synchrone	46
7.2	Rémunération complémentaire liée au fonctionnement en compensateur synchrone.....	47

7.3	Envoi d'ordres en temps réel.....	47
7.4	contrôle et pénalités liés au fonctionnement en compensateur synchrone.....	48
7.4.1	Défaillance de Réglage.....	48
7.4.2	Montant de l'Abattement et de la Pénalité	48
7.4.3	Liste complémentaire	49
7.4.4	Indisponibilités des Groupes de Production dépassant un délai convenu.....	49
7.4.5	Règle de non cumul.....	49
7.4.6	Montant maximal des Pénalités.....	49
8.	Retour d'expérience et suivi du contrat.....	50
8.1	Retour d'expérience global.....	50
8.2	Retour d'expérience et suivi du Contrat avec le responsable de programmation	50
9.	Facturation et paiement.....	51
9.1	Conditions de facturation	51
9.1.1	Etablissement et envoi des factures	51
9.1.2	Modalités de contestation des factures	51
9.2	Conditions de paiement.....	51
9.2.1	Adresse de facturation	51
9.2.2	Délai de Paiement.....	52
9.2.3	Pénalités prévues en cas de non-paiement.....	52
10.	Conditions générales d'exécution.....	52
10.1	Force majeure.....	52
10.2	Clause d'adaptation	53
10.3	Cession.....	53
10.4	Résiliation	54
10.5	Confidentialité	54
10.5.1	Nature des informations confidentielles	54
10.5.2	Contenu de l'obligation de confidentialité	54
10.5.3	Durée de l'obligation de confidentialité	55
10.6	Contestations et règlement des litiges	55
10.7	Notifications	55
10.8	Territorialité.....	56
10.9	Droit applicable et langue du Contrat.....	56
10.10	Correspondants	56
ANNEXE 1	Liste des ESSY participant au Réglage Primaire et au Réglage Secondaire de la fréquence.....	57
ANNEXE 2	Règles diverses : arrondis, définition des triplets lors des ajustements, déclaration des inaptitudes temporaires	58
ANNEXE 3	Groupes de Production Participant au Réglage de la Tension	61
ANNEXE 4	Carte des zones sensibles et normales vis-à-vis du réactif.....	63
ANNEXE 5	Groupes de Production aptes au fonctionnement en compensateur synchrone et rémunération forfaitaire associée	64
ANNEXE 6	Performances mesurées par RTE et Seuils de notification	65
ANNEXE 7	Période transitoire et plans de mise a niveau.....	83
ANNEXE 8	Diagrammes UQ	85
ANNEXE 9	Dispositions relatives à l'envoi des Notifications, dates de Mise en Conformité et à l'envoi du rapport trimestriel de contrôle	94
ANNEXE 10	Modalités de suivi du Contrat et du retour d'expérience.....	104
ANNEXE 11	Modalités de consolidation du calcul de l'indemnité.....	106

1. PREAMBULE

Aux termes de l'article L321-11 du code de l'énergie:

« Le gestionnaire du réseau public de transport veille [...] à la disponibilité et à la mise en œuvre des services nécessaires au fonctionnement du réseau.

Tout producteur dont les installations disposent d'une capacité constructive de réglage de la fréquence ou de la tension met, en application de l'article L. 342-5, cette capacité à la disposition du gestionnaire du réseau public de transport, selon des modalités de participation et des règles de détermination de la rémunération fondées sur des critères objectifs et non discriminatoires, qui sont élaborées et publiées par le gestionnaire du réseau public de transport. Ces modalités et règles sont approuvées par la Commission de régulation de l'énergie préalablement à leur mise en œuvre.

Le gestionnaire du réseau public de transport conclut les contrats nécessaires à l'exercice de cette mission. ».

En application de l'article L341-2 du même code et de l'article 2 du décret 2001-365 du 26 avril 2001, les tarifs d'utilisation des réseaux publics couvrent l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux et notamment les coûts liés à la constitution des réserves d'exploitation, ainsi qu'à la mise en œuvre des services de réglage et d'équilibre.

Dans ce cadre, RTE veille à la disponibilité des Services Système, services dont tous les utilisateurs du RPT sont bénéficiaires, quel que soit le niveau de tension auquel ils sont raccordés, dans le but d'assurer, préventivement et face aux aléas, le maintien de la fréquence, de la tension et de la stabilité du réseau. Les Services Système sont obtenus au travers du réglage de la fréquence et du réglage de la tension.

Les Responsables de Programmation contribuent à ces réglages en mettant à la disposition de RTE les capacités de régulation des Groupes de Production rattachés à leur périmètre de programmation. RTE définit les contributions élémentaires que le Responsable de Programmation est tenu de lui fournir (capacité et performances de réglage) et les rétribue lorsqu'elles ont été effectivement fournies dans les conditions demandées.

Pour être raccordé au RPT, tout nouveau Groupe de Production doit disposer des capacités constructives lui permettant de contribuer à la constitution des Services Système visés dans les décrets et arrêtés techniques en vigueur, en particulier le décret n°2008-386 du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement au réseau public de transport d'électricité.

Par ailleurs, de nombreux échanges d'informations prévus dans le présent contrat (dénommé ci-après " le Contrat ") sont réalisés au travers des processus opérationnels décrits dans le chapitre C « Programmation » de la Section 1 des Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'Equilibre (ci-après dénommées les Règles), qui peuvent être consultées sur le site Internet de RTE (<http://www.rte-france.com>).

2. OBJET DU CONTRAT

Le présent contrat a pour objet de préciser les conditions techniques, juridiques et financières de l'acquisition par RTE auprès du Responsable de Programmation des contributions des Groupes de Production nécessaires aux réglages de la fréquence (f/P) et de la tension (U/Q).

Le Contrat est applicable aux Groupes de Production figurant dans le Périmètre de Programmation du Responsable de Programmation, qui sont mentionnés dans les Annexe 1, Annexe 3 et Annexe 5.

3. DEFINITIONS

Les mots et groupes de mots utilisés avec leur première lettre en majuscule ont la signification qui leur est donnée dans le chapitre A « Définitions » de la Section 1 des Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'Equilibre, dans leur dernière version en vigueur et publiée sur le site Internet de RTE . Des définitions, spécifiques à ce Contrat, sont ajoutées ci dessous :

Abattement	Les Défaillances de Réglage Notifiées au titre du contrôle de performances et les indisponibilités de Groupes de Production en zone sensible, peuvent, dans certains cas, donner lieu à un abattement de la rémunération du Responsable de Programmation. L'Abattement consiste à restituer à RTE la rémunération versée par ce dernier au Responsable de Programmation, au titre de la fourniture du réglage, à hauteur de la Défaillance de Réglage.
Contrat de participation aux Services Système	Contrat ou Protocole ayant pour objet de fixer les conditions relatives à l'acquisition par RTE auprès d'un Responsable de Programmation des contributions des Groupes de Production nécessaires aux réglages de la fréquence (f/P) et de la tension (U/Q).
Contribution	Volume de Réserve Primaire ou Secondaire alloué par RTE à un Responsable de Programmation, par pas Demi-Horaire, à l'issue d'une étape de programmation de sa contribution au réglage de la fréquence. En fonction de l'étape, les contributions allouées par RTE ont un caractère indicatif ou prescriptif. Les contributions ayant un caractère prescriptif sont appelées prescriptions.
Date Prévisionnelle de Mise en Conformité	Date à laquelle le Responsable de Programmation s'engage, au plus tard, à mettre fin à une Défaillance de Réglage d'un de ses Groupes de Production. Cette date sert de référence pour le calcul des Pénalités.
Début de Défaillance	Date de début d'une Défaillance de Réglage retenue pour le calcul des Abattements. Il s'agit d'une notion contractuelle qui peut différer, dans certain cas, du début de la défaillance technique.

Défaillance de Réglage	Défaillance totale ou partielle du réglage de fréquence ou de tension pour un Groupe de Production disponible, à l'exclusion des dysfonctionnements qui ont pour origine un défaut dans un équipement de propriété RTE. Elle a lieu dès lors qu'au moins l'une des performances du Groupe de Production n'est plus conforme aux exigences mentionnées en Annexe 6 du Contrat pour un type de réglage donné.
DTR	Documentation technique de référence de RTE, mentionnée à l'Article 35 du Cahier des Charges de la concession du réseau public de transport. La DTR précise les modalités pratiques d'exploitation et d'utilisation du réseau. Elle est publiée sur le site Internet de RTE.
Ecart de Performance	Ecart entre la performance observée d'un Groupe de Production et une des performances demandées par RTE en Annexe 6 du Contrat. Lorsque les Ecart de Performances dépassent des seuils définis en Annexe 6 du Contrat, le Groupe de Production est considéré en Défaillance de Réglage.
Entité Participant aux Services Système ou ESSY	Entité de Programmation (EDP) ou Entité de Prévision décrivant les groupes de production participant au réglage de la fréquence et listés en Annexe 1 du Contrat. A la suite de l'accord de RTE, une ESSY peut correspondre à une agrégation de Groupes de Production situés sur des Sites d'Injection différents.
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity. L'ENTSO-E est une association représentative de l'ensemble des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité européens dont la compétence couvre les activités techniques et de marché.
Indemnité	En cas de non respect de sa prescription relative au réglage de la fréquence, le Responsable de Programmation verse à RTE une Indemnité. L'Indemnité est calculée à partir des données transmises par le Responsable de Programmation au titre du Programme d'Appel, dans le cadre de la programmation journalière et infra-journalière. Si les Défaillances de Réglage Notifiées au titre du contrôle de performance conduisent à constater a posteriori d'autres non respects de la prescription, ces derniers donnent lieu à des Abattements et non plus à des Indemnités.
Indisponibilité d'un Groupe de Production :	Désigne l'indisponibilité Fortuite ou l'indisponibilité Programmée d'un Groupe de Production.
Indisponibilité Fortuite :	Indisponibilité imprévisible et irrésistible d'une capacité de production ou de réglage conduisant à une Redéclaration de performances et contraintes techniques hors guichets (au sens des Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'Equilibre). Elle couvre également l'indisponibilité de capacité de réglage des ESSY de type hydraulique au fil de l'eau en période de crue.
Indisponibilité Programmée :	Indisponibilité planifiée suivant les modalités précisées dans le Contrat relatif à la Gestion Prévisionnelle de la production et du réseau.

Mise en Conformité	Fin d'une Défaillance de Réglage d'un Groupe de Production. Pour le type de réglage concerné par la Défaillance, le Groupe de Production est de nouveau conforme aux exigences mentionnées en Annexe 6 du Contrat.
Pénalité	Les Défaillances de Réglage Notifiées au titre du contrôle de performances peuvent, dans certains cas, donner lieu à une Pénalité. Elle s'applique si la Mise en Conformité n'a pas eu lieu à la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité. La Pénalité consiste à verser à RTE une compensation financière pour ne pas avoir assuré dans les délais annoncés la mise en conformité du réglage. Elle est proportionnelle à la Défaillance de Réglage et à la durée du retard.
Planning de Référence	Planning d'Indisponibilités, établi dans le cadre du contrat de Gestion Prévisionnelle de la Production et du Réseau, et servant de référence entre RTE et le Responsable de Programmation.
Prescription	Volume de Réserve Primaire ou Secondaire alloué par RTE à un Responsable de Programmation, par pas Demi-Horaire, à l'issue d'une étape de programmation de sa contribution au réglage de la fréquence, et ayant un caractère prescriptif.
RGCE	Regional Group Continental Europe : Groupe Régional d'Europe Continentale de l'ENTSO-E qui gère le réseau synchrone d'Europe continentale.
Réglage Secondaire Coordonné de Tension ou RSCT	Dispositif de régulation centralisé permettant d'asservir le plan de tension sur une région regroupant plusieurs zones de réglage secondaire, en agissant sur les consignes de tension stator des groupes de la région participant au réglage.
Réglage Secondaire de Tension ou RST	Dispositif de régulation centralisé permettant d'asservir la tension du point pilote d'une zone de réglage secondaire en modifiant les consignes de tension stator des groupes de cette zone asservis au réglage.
Zone Sensible ou Zone Sensible vis à vis du Réactif	Zone géographique à l'intérieur de laquelle l'installation de capacités supplémentaires de fourniture ou d'absorption de réactif répond à un fort besoin de RTE, en lui permettant de lever des contraintes d'exploitation du réseau. A ce titre la rémunération de la contribution au réglage de la tension dans les Zones Sensibles est plus élevée que dans les autres zones (appelées zones normales).

4. CONTRIBUTION AU REGLAGE DE LA FREQUENCE

4.1 PRINCIPES

Afin d'assurer en permanence l'équilibre entre la production et la consommation d'énergie électrique, RTE prescrit et utilise les réserves de puissance active nécessaires aux réglages primaire et secondaire de la fréquence :

- Le rôle du réglage primaire est d'assurer, de façon automatique, suite à tout aléa affectant l'équilibre entre la production et la consommation, par la participation solidaire de tous les groupes de production de la zone continentale européenne de l'ENTSO-E (RGCE), le rétablissement immédiat de l'équilibre production-consommation en maintenant la fréquence à l'intérieur de limites acceptables.
- A la suite de l'action du réglage primaire, le réglage secondaire a pour but d'annuler automatiquement les écarts des Programmes d'Echange avec toutes les autres zones de réglage par rapport aux valeurs programmées et de rétablir la fréquence à sa valeur de consigne.

RTE applique les règles définies par le RGCE. Ce dernier, en particulier, lui adresse périodiquement (en principe annuel) la valeur minimale de Réserve Primaire à constituer pour la zone de réglage France.

RTE constitue les Réserves Primaire et Secondaire de fréquence conformément aux règles définies dans la DTR.

4.2 ENGAGEMENT DU RESPONSABLE DE PROGRAMMATION A CONTRIBUER AU REGLAGE DE LA FREQUENCE

4.2.1 Portée de l'engagement

Le Responsable de Programmation contribue aux Réserves Primaire et Secondaire de réglage de la fréquence au moyen des Groupes de Production de son Périmètre qui sont aptes à participer à ces réglages.

Le niveau de sa contribution pour chacune de ces réserves est calculé par RTE suivant les modalités fixées aux articles 4.3.1 à 4.3.4.

Le Responsable de Programmation s'engage à ne pas réduire la part des Groupes de Production aptes à participer aux réglages primaire et secondaire de fréquence. Cet engagement ne s'applique pas aux cas d'incidents graves ou retrait d'exploitation de longue durée tels que définis à l'article 6.2.5, ni au cas d'ajout de Groupe de Production non tenu d'avoir la capacité constructive de réglage considéré, au sens des arrêtés raccordement du 4 juillet 2003 ou du 23 avril 2008. Cette part est égale au rapport entre la puissance installée des Groupes de Production aptes à participer au réglage considéré et la puissance installée de l'ensemble des Groupes de Production qui sont rattachés au Responsable de Programmation. La réduction s'estime par rapport à la situation existante à la date d'entrée en vigueur du Contrat.

Le Responsable de Programmation déclare qu'un plan de maintenance est mis en œuvre pour les matériels qui conditionnent le respect des performances de réglage de la fréquence définies en Annexe 6.

4.2.2 Définition des Groupes de Production aptes à participer au Réglage Primaire

Les Groupes de Production aptes à participer au Réglage Primaire, sont ceux raccordés au RPT capables de satisfaire aux performances demandées par RTE et définies en Annexe 6.

Les Groupes de Production soumis aux dispositions des arrêtés raccordement du 4 juillet 2003 ou du 23 avril 2008 et disposant des capacités constructives de Réglage Primaire prévues par cet arrêté sont aptes à participer au Réglage Primaire.

Des Groupes de Production non raccordés au RPT mais remplissant les conditions ci-dessus peuvent être déclarés aptes à participer au Réglage Primaire sous réserve de l'accord de RTE.

Certains Groupes de Production ne pouvant satisfaire à l'ensemble des performances demandées par RTE en Annexe 6, en raison de contraintes inhérentes à leur technologie, peuvent néanmoins être déclarés aptes à participer au Réglage Primaire, sur la base d'une dérogation accordée par RTE. Dans ce cas, l'Annexe 6 précisera les performances particulières demandées à ces Groupes de Production ainsi que les éventuelles contreparties. Par exemple, des dérogations au critère de maintien de la fourniture de puissance pendant 15 minutes lors d'une variation de la fréquence (performance F2 de l'Annexe 6), peuvent être convenues pour les groupes hydrauliques « fil de l'eau » à condition qu'ils respectent, en contrepartie des conditions particulières de programmation. L'Annexe 1 précise la liste des ESSY hydrauliques « fil de l'eau » faisant l'objet d'une dérogation.

Les Groupes de Production constituant les ESSY participant au réglage primaire de la fréquence sont équipés de télémesures de puissance active. Les Groupes de Production participant au réglage primaire et non encore équipés de télémesures au 1^{er} janvier 2011 font l'objet d'un plan de mise à niveau, concerté avec RTE, prenant en compte les délais nécessaires à cette mise en œuvre, et défini en Annexe 7.

Le Responsable de Programmation maintient en état de fonctionnement les éléments de la chaîne d'acquisition des données relevant de sa responsabilité.

La liste des Groupes de Production rattachés au Responsable de Programmation et aptes à participer au Réglage Primaire, ainsi que la liste des ESSY auxquelles les Groupes de Production appartiennent, sont jointes en Annexe 1. Dès lors qu'une ESSY est constituée d'au moins un Groupe de Production apte à participer au Réglage Primaire, cette ESSY est elle-même considérée comme apte.

Les Groupes de production de faible puissance (inférieure à 20 MW), aptes à participer au Réglage Primaire peuvent être ajoutés à l'Annexe 1, sous forme d'une liste complémentaire, à la demande du Responsable de Programmation et avec l'accord de RTE. Pour ces Groupes de Production en liste complémentaire, il n'y a pas d'engagement du Responsable de programmation à les mettre en conformité en cas de Défaillance de Réglage. Le Responsable de Programmation peut Notifier leur retrait de l'Annexe 1, dès qu'il constate la non aptitude du Groupe de Production correspondant au réglage de fréquence.

Si le Responsable de Programmation contribue à plus de 20% du volume total de la Réserve Primaire, sa contribution devra être répartie entre les six régions définies ci-dessous, de façon qu'au moins 5% de sa contribution au Réglage Primaire figure dans chacune de ces régions. Les six régions correspondent au périmètre des Unités Régionales Système Electrique de RTE, à l'exception de la région Nord et Est qui regroupe les périmètres des URSE Nord-Est et Est.

4.2.3 Définition des Groupes de Production aptes à participer au Réglage Secondaire

Les Groupes de Production aptes à participer au Réglage Secondaire, sont ceux raccordés au RPT capables de satisfaire aux performances demandées par RTE et définies en Annexe 6.

Les Groupes de Production soumis aux dispositions des arrêtés de raccordement du 4 juillet 2003 ou du 23 avril 2008 et disposant des capacités constructives de Réglage Secondaire prévues par cet arrêté sont aptes à participer au Réglage Secondaire.

Des Groupes de Production non raccordés au RPT mais remplissant les conditions ci-dessus peuvent être déclarés aptes à participer au Réglage Secondaire, sous réserve de l'accord de RTE.

Les Groupes de Production constituant les ESSY participant au Réglage Secondaire de la fréquence sont équipés de télémesures de puissance active. Les Groupes de Production participant au réglage secondaire et non encore équipés de télémesures au 1^{er} janvier 2011 font l'objet d'un plan de mise à niveau, concerté avec RTE, prenant en compte les délais nécessaires à cette mise en œuvre, et défini en Annexe 7.

Le Responsable de Programmation maintient en état de fonctionnement les éléments de la chaîne d'acquisition des données relevant de sa responsabilité.

L'Annexe 1 précise la liste des Groupes de Production rattachés au Responsable de Programmation qui sont aptes à participer au Réglage Secondaire et qui participent effectivement au réglage (asservis au signal de télé réglage), ainsi que la liste des ESSY auxquels les Groupes de Production appartiennent. Dès lors qu'une ESSY est constituée d'au moins un Groupe de Production apte à participer au Réglage Secondaire, cette ESSY est elle-même considérée comme apte.

Les Groupes de production de faible puissance (inférieure à 20 MW), aptes à participer au Réglage Secondaire peuvent être ajoutés à l'Annexe 1, sous forme d'une liste complémentaire, à la demande du Responsable de Programmation et avec l'accord de RTE. Pour ces Groupes de Production en liste complémentaire, il n'y a pas d'engagement du Responsable de programmation à les mettre en conformité en cas de Défaillance de Réglage. Le Responsable de Programmation peut Notifier leur retrait de l'Annexe 1, dès qu'il constate la non aptitude du Groupe de Production correspondant au réglage de fréquence.

Certains Groupes de Production ne pouvant satisfaire à l'ensemble des performances demandées par RTE en Annexe 6, en raison de contraintes inhérentes à leur technologie, peuvent néanmoins être déclarés aptes à participer au Réglage Secondaire, sur la base d'une dérogation accordée par RTE. Dans ce cas l'Annexe 6 précisera les performances particulières demandées à ces Groupes de Production ainsi que les éventuelles contreparties.

4.2.4 Modification des listes des Groupes de Production aptes à participer aux Réglages Primaire ou Secondaire de fréquence

Le Responsable de Programmation peut modifier l'Annexe 1, sous réserve de l'accord de RTE. Cette modification a notamment lieu dans les cas suivant :

- Modification du gain de réglage primaire ou du type d'asservissement du régulateur,
- Raccordement d'un nouveau Groupe de Production,
- Nouvelle aptitude d'un groupe déjà raccordé,
- Retrait du service d'un Groupe de Production,
- Sortie d'un Groupe de Production du périmètre du Responsable de Programmation,
- Incident grave ou retrait d'exploitation de longue durée tel que défini à l'article 6.2.5.

La modification est Notifiée à RTE par le Responsable de Programmation. Sauf avis contraire de RTE, elle prend effet à l'expiration d'un délai de 30 Jours à compter de la Notification.

4.2.5 Inaptitude temporaire des Groupes de Production vis à vis des Réglages Primaire ou Secondaire de fréquence

Le Responsable de Programmation peut retirer temporairement les ESSY de type hydraulique au fil de l'eau des listes des ESSY aptes à participer aux Réglages Primaire ou Secondaire en périodes de crue. Dans ce cas, le Responsable de Programmation tient compte de ces inaptitudes temporaires dans les chroniques de production qu'il envoie à RTE dans le cadre du processus d'élaboration de la prescription décrit à l'article 4.3.4.

Si le Responsable de Programmation dispose en Annexe 1 de moins de 5 ESSY participant à l'un des réglages :

- l'aptitude des ESSY, pour le calcul de programmation de sa contribution, est définie par Pas Demi Horaire afin de pouvoir tenir compte des inaptitudes temporaires liées à l'exploitation des Groupes de Production qui les constituent. Dans ce cas, le Responsable de Programmation tient compte de ces inaptitudes temporaires dans les Chroniques qu'il envoie à RTE dans le cadre du processus d'élaboration de la prescription décrit à l'article 4.3.4.
- Les Défaillances de Réglage de la fréquence, Notifiées dans le cadre de l'article 6 « contrôle et conséquences » peuvent être traitées par le Responsable de Programmation comme des inaptitudes temporaires jusqu'à leur Date Prévisionnelle de Mise en Conformité.

4.2.6 Possibilité d'accord avec d'autres Responsables de Programmation

Pour satisfaire à ses engagements en matière de contribution au réglage de la fréquence, le Responsable de Programmation peut s'adresser à d'autres Responsables de Programmation, sous réserve que ces derniers aient conclu un Contrat de Participation aux Services Système avec RTE et qu'ils soient eux-mêmes en mesure de satisfaire, par leurs propres moyens, à leurs propres obligations en matière de contribution au réglage de la fréquence.

De même, le Responsable de Programmation peut passer des accords avec d'autres Responsables de Programmation pour fournir, pour le compte de ces derniers, tout ou partie de leur contribution au réglage de la fréquence, sous réserve qu'il reste en mesure de satisfaire par ses propres moyens à ses propres obligations en matière de contribution au réglage de la fréquence.

Le Responsable de Programmation Notifie à RTE tout accord conclu avec un autre Responsable de Programmation. Les contributions échangées, à ce titre sont transmises à RTE dans le cadre du processus d'élaboration de la prescription décrit à l'article 4.3.4 ci-dessous. Les modifications ultérieures de ces échanges sont transmises en infra-journalier selon le processus d'échange décrit à l'article 4.3.9.

4.2.7 Possibilité de transférer de la Réserve Primaire à l'étranger

La Policy 1 de l'ENTSO-E permet à RTE de passer des accords avec les gestionnaires de réseau frontaliers dans le but de permettre aux Responsables de Programmation français de transférer des réserves primaires à l'étranger.

Lorsqu'un accord de cette nature est conclu entre un gestionnaire de réseau étranger et RTE, ce dernier en informe les Responsables de Programmation.

Les dispositions de ces accords respectent les principes suivants :

- Elles sont conformes aux dispositions de la Policy 1 de l'ENTSO-E ;
- Elles ne dégradent pas la sûreté de fonctionnement du système électrique français ;
- Les coûts qui résultent de la mise en œuvre des transferts de réserve sont uniquement supportés par les gestionnaires de réseaux avec lesquels ces transferts sont mis en œuvre et les Responsables de Programmation qui participent à ces transferts.

Dans ce cadre de ces accords, le Responsable de Programmation peut passer à son tour des accords avec les gestionnaires de réseau frontaliers pour leur fournir de la réserve primaire, sous réserve qu'il reste en mesure de satisfaire par ses propres moyens à ses propres obligations en matière de contribution au réglage de la fréquence.

Le Responsable de Programmation Notifie à RTE tout accord de ce type au moins un mois avant le début effectif des transferts, afin, en particulier, de réaliser les tests nécessaires relatif au système d'information.

Le gestionnaire de réseau frontalier transmet à RTE les contributions attendues du Responsable de Programmation, dans le cadre de l'accord qu'il a préalablement passé avec RTE. RTE Notifie au Responsable de Programmation les contributions qu'il doit transférer au gestionnaire de réseau frontalier concerné, dans le cadre du processus d'élaboration de la prescription décrit à l'article 4.3.4 ci-dessous.

4.3 PROGRAMMATION DE LA CONTRIBUTION AU SERVICE DE REGLAGE DE LA FREQUENCE

4.3.1 Principes

La programmation de la contribution du Responsable de Programmation au service de réglage de la fréquence comprend les trois étapes suivantes :

- Etape 1 : Transmission par RTE, en J-1 avant 13h30, d'une contribution indicative pour la journée J
- Etape 2 : Transmission par RTE, en J-1 avant 18h d'une contribution prescriptive pour la plage horaire [0h –14h] du jour J et d'une contribution indicative pour la plage horaire [14h –24h] du jour J
- Etape 3 : Transmission par RTE, le matin du jour J, avant 7 heures, d'une contribution prescriptive pour la plage horaire [14h –24h]

A chacune de ces étapes, RTE constitue la Réserve Secondaire en tenant compte des données les plus récentes à sa disposition, en particulier en ce qui concerne la consommation France et les programmes d'échange avec l'étranger transmis par les acteurs.

Pour chacune de ces étapes, RTE détermine le volume, par Pas Demi-Horaire, des contributions attendues du Responsable de Programmation au titre de la Réserve Primaire et de la Réserve Secondaire :

- contribution initiale pour la zone France
- contribution initiale avec transferts

- la contribution définitive pour la zone France
- la contribution définitive avec transferts

Le Responsable de Programmation déclare dans le Programme d'Appel ou Programme prévisionnel de chaque ESSY les Chroniques de contribution en MW aux Réserves Primaire et Secondaire de réglage de la fréquence. Les contributions totales, pour l'ensemble des ESSY aptes, doivent respecter la prescription définitive élaborée par RTE.

S'il a la possibilité de contribuer aux réglages pour un volume supérieur à la prescription, le Responsable de Programmation déclare également, conformément aux Règles, les volumes dont il dispose, en vue de permettre à RTE de faire face à d'éventuelles insuffisances des Réserves Primaire et Secondaire, en mobilisant ces volumes par des Ordres d'Ajustement.

Afin de permettre à RTE d'estimer la modification des contributions aux Réserves Primaire et Secondaire du Responsable de Programmation induite par l'activation d'Offres d'Ajustement, le Responsable de Programmation transmet à RTE les informations relatives aux différentes possibilités de réglage des ESSY qui lui sont rattachées en fonction de la puissance produite. En cas de modification de ces possibilités, le Responsable de Programmation en informe RTE au moyen des déclarations des performances et contraintes techniques prévues dans le chapitre « Programmation » des Règles.

4.3.2 Contributions attendues du Responsable de Programmation

La contribution initiale pour la zone France est calculée en répartissant le volume global de réserve dont a besoin RTE entre les différents Responsables de Programmation, au prorata de la production que ces derniers prévoient de réaliser à partir de leurs ESSY aptes à participer à chacun des réglages. La contribution initiale pour la zone France ne peut pas dépasser la valeur maximale précisée en Annexe 1 et qui correspond aux capacités constructives des Groupes de Production participant au réglage considéré.

La contribution initiale avec transferts est calculée à partir de la précédente en tenant compte des accords visés à l'article 4.2.7 (possibilité de transférer de la Réserve Primaire à l'étranger).

Les contributions initiales pour la zone France et avec transferts sont calculées sans tenir compte des accords visés à l'article 4.2.6 ci-dessus (possibilité d'accord avec d'autres Responsables de Programmation).

La contribution définitive se déduit de la contribution initiale après prise en compte des accords visés à l'article 4.2.6 ci-dessus. Selon ce principe, RTE calcule :

- la contribution définitive pour la zone France (à partir de la contribution initiale pour la zone France),
- la contribution définitive avec transferts (à partir de la contribution initiale avec transferts).

4.3.3 Choix de l'option de transmission

4.3.3.1 Pour la première étape du calcul

Pour permettre à RTE de réaliser la première étape de la programmation de la contribution (contribution indicative), le Responsable de Programmation a choisi de transmettre à RTE :

(définir pour chaque Responsable de Programmation l'option choisie parmi les deux suivantes dès lors qu'une ESSY est déclarée apte à participer au réglage de la fréquence en Annexe 1)

- ☐ deux Chroniques pour les productions qu'il prévoit de réaliser à partir des ESSY aptes à participer à chacun des réglages ;
- ☐ sa Chronique de production totale.

4.3.3.2 Pour les étapes suivantes

Le Responsable de Programmation a choisi de transmettre à RTE :

(définir pour chaque Responsable de Programmation l'option choisie parmi les deux suivantes dès lors qu'une ESSY est déclarée apte à participer au réglage de la fréquence en Annexe 1)

- ☐ Option 1 : deux Chroniques pour les productions qu'il prévoit de réaliser à partir des ESSY aptes à participer à chacun des réglages. Seule cette option permet au Responsable de Programmation d'utiliser les possibilités de déclarer des inaptitudes temporaires prévues à l'article 4.2.5. Lorsqu'il choisit ce mode de transmission, le Responsable de Programmation précise, pour chacune des inaptitudes temporaires, l'ESSY concernée, l'horaire de début et de fin ainsi que la cause.

Il s'engage à ce que les données de production soient conformes au Programme d'Appel, sauf pour les groupes déclarés en inaptitude temporaire.

- ☐ Option 2 : ses Chroniques de production et de contribution au réglage de fréquence par ESSY dans le cadre de la transmission et de la redéclaration du Programme d'Appel selon les dispositions prévues dans les Règles.

4.3.4 Processus d'élaboration de la prescription

4.3.4.1 Etape1

- Avant 13h15 en J-1, le Responsable de Programmation Notifie à RTE, conformément aux Règles, la ou les Chroniques de production en MW qu'il prévoit de réaliser en J selon l'option choisie à l'article 4.3.3.1.

En cas de recours à l'option de retrait temporaire d'ESSY hydraulique fil de l'eau en période de crue mentionnée à l'article 4.2.5 :

- si le Responsable de Programmation a choisi de transmettre deux chroniques de production, ces chroniques intègrent les inaptitudes temporaires pendant la durée de la crue ;
- si le Responsable de Programmation a choisi de transmettre sa chronique de production totale, il transmet de plus à RTE la liste des ESSY retirées en J ainsi que le nouveau coefficient normatif visé au paragraphe ci-dessous.

Si le Responsable de Programmation a choisi de transmettre sa chronique de production totale, RTE calcule les Chroniques de production que le Responsable de Programmation prévoit de réaliser à partir de ses ESSY aptes à participer à chacun des réglages en multipliant la Chronique de production totale par un coefficient normatif, propre à chaque Responsable de Programmation et à chaque réglage. Ce coefficient normatif est égal au rapport entre la puissance installée de ses ESSY aptes à participer au réglage considéré pour la journée étudiée et la puissance installée de l'ensemble des ESSY qui lui sont rattachées.

- Avant 13h30 en J-1, RTE Notifie au Responsable de Programmation la contribution initiale du Responsable de Programmation pour J sous la forme de Chroniques en MW des contributions à la Réserve Primaire et à la Réserve Secondaire (contribution initiale pour la zone France et contribution initiale avec transfert). Ces contributions sont indicatives.
- Avant 16h00 en J-1, le Responsable de Programmation Notifie à RTE ses déclarations de fournitures en Réserve Primaire et Réserve Secondaire pour le compte d'autres Responsables de Programmation, ainsi que les contributions qu'il fait réaliser par d'autres Responsables de Programmation, au titre des accords visés à l'article 4.2.6 ci-dessus, afin que RTE modifie en conséquence les contributions en Réserve Primaire et Réserve Secondaire.
- Les déclarations se présentent sous la forme de Chroniques de contributions échangées et précisent le nom de la contrepartie.
- Un transfert de contributions au titre des accords visés à l'article 4.2.6 ci-dessus fait l'objet d'une double déclaration par le Responsable de Programmation « fournisseur » et par le Responsable de Programmation « receveur ». RTE retient comme référence la déclaration faite par le Responsable de Programmation « fournisseur » pour calculer les contributions définitives et renvoie ces dernières aux Responsables de Programmation « fournisseur » et « receveur » avant 16h15 (contribution définitive pour la zone France et contribution définitive avec transfert). Ces contributions sont indicatives.

4.3.4.2 Etape 2

S'il a choisi l'option correspondante à l'article 4.3.3.2, le Responsable de Programmation Notifie à RTE, avant 16h30 en J-1, ses Chroniques pour les productions qu'il prévoit de réaliser à partir des ESSY aptes à participer à chacun des réglages.

- Avant 18 heures en J-1, RTE recalcule les contributions initiales en utilisant les chroniques transmises avant 16H30 en J-1 ou les données du Programme d'Appel en fonction de l'option choisie par le Responsable de Programmation. RTE Notifie à ce dernier les contributions définitives J sous la forme de Chroniques en MW des contributions à la Réserve Primaire et à la Réserve Secondaire (contribution définitive pour la zone France et contribution définitive avec transfert). Ces contributions deviennent les prescriptions définitives pour la période J s'étendant de 0 heure à 14 heures. Elles sont indicatives pour la période J s'étendant de 14 heures à 24 heures.

4.3.4.3 Etape 3

- S'il a choisi l'option correspondante à l'article 4.3.3.2, le Responsable de Programmation Notifie à RTE, avant 6h30 en J, ses Chroniques pour les productions qu'il prévoit de réaliser à partir des ESSY aptes à participer à chacun des réglages.
- Avant 7 heures en J, RTE recalcule les contributions initiales en utilisant les chroniques transmises avant 6H30 en J ou les données du Programme d'Appel en fonction de l'option choisie par le Responsable de Programmation. RTE Notifie à ce dernier les contributions définitives J sous la forme de Chroniques en MW des contributions à la Réserve Primaire et à la Réserve Secondaire (contribution définitive pour la zone France et contribution définitive avec transferts). Elles deviennent les prescriptions définitives pour la période J s'étendant de 14 heures à 24 heures.

4.3.5 Prescriptions définitives

Les prescriptions définitives (prescription définitive pour la zone France et prescription définitive avec transferts) pour la période J s'étendant de 0 heure à 14 heures correspondent donc aux contributions définitives Notifiées par RTE pour la même période avant 18 heures en J-1.

Les prescriptions définitives (prescription définitive pour la zone France et prescription définitive avec transferts) pour la période J s'étendant de 14 heures à 24 heures correspondent donc aux contributions définitives Notifiées par RTE pour la même période avant 7 heures en J.

4.3.6 Encadrement des prescriptions

La somme des prescriptions définitives pour la zone France pour l'ensemble des Responsables de Programmation (réglages primaire et secondaire) est encadrée suivant les 3 critères suivants :

- elle est comprise entre 980 MW et 1750 MW,
- L'écart journalier entre le minimum et le maximum de cette somme n'excède pas 400 MW,
- La valeur moyenne annuelle de cette somme n'excède pas le seuil de 1 310 MW. Afin de respecter cette valeur, toute prescription supplémentaire fera l'objet d'un ordre au Mécanisme d'Ajustement au motif « Reconstitution des Services Système ».

Les valeurs associées à l'encadrement des prescriptions seront revues par avenant si le niveau de contribution attendu au titre des réglages primaire et secondaire pour la zone de réglage France est modifié suite à une évolution des règles du RGCE de l'ENTSO-E ou à l'application de ces dernières.

4.3.7 Cas de décalage des horaires du processus standard

Dans les cas où EPEX publie ses résultats après 13h05, les horaires des échanges dans le cadre de la programmation en J-1 sont décalés selon des modalités définies dans la Section 1 des Règles. Dans l'attente de leur mise à jour, elles figurent dans les conventions techniques en vigueur entre RTE et les Responsables de Programmation.

4.3.8 Déclaration par le Responsable de Programmation de sa contribution au service de réglage de la fréquence

Avant l'Heure Limite d'Accès au Réseau, le Responsable de Programmation transmet à RTE, conformément au chapitre « Programmation » des Règles, son Programme d'Appel, incluant sous forme de Chronique, la prévision de production, la contribution à la Réserve Primaire et la contribution à la Réserve Secondaire.

Ces dernières doivent être au moins égales aux contributions définitives avec transferts transmises par RTE lors de la première étape du processus de calcul de la prescription.

Après l'Heure Limite d'Accès au Réseau, le Responsable de Programmation modifie la contribution de ses diverses ESSY, par le biais de Redéclarations de Programme d'Appel effectuées suivant les modalités prévues au chapitre « Programmation » des Règles. Ces modifications devront respecter les volumes globaux prévus dans les prescriptions définitives.

Nota : RTE peut être amené exceptionnellement à refuser une Redéclaration du Responsable de Programmation, visant à respecter la prescription définitive. Dans ce cas, RTE informera par téléphone l'interlocuteur infra-journalier du Responsable de Programmation.

Le Responsable de Programmation peut également, après l'Heure Limite d'Accès au Réseau, modifier sa contribution au réglage de fréquence en fonction des accords passés en infra-journalier avec d'autres Responsables de Programmation pour échanger tout ou partie de leur contribution. Cette modification est effectuée par le biais de Redéclarations suivant les modalités prévues au chapitre « Programmation » des Règles.

4.3.9 Modification en infra journalier des échanges effectués dans le cadre des accords entre Responsables de Programmation

En infra-journalier, le Responsable de Programmation Notifie à RTE les modifications apportées à ses déclarations de fournitures de Réserve Primaire et Réserve Secondaire pour le compte d'autres Responsables de Programmation, ainsi que celles des contributions qu'il fait réaliser par d'autres Responsables de Programmation, au titre des accords visés à l'article 4.2.6 ci-dessus. RTE modifie en conséquence les prescriptions définitives en Réserve Primaire et Réserve Secondaire du Responsable de Programmation et des autres Responsables de Programmation concernés.

Le Responsable de Programmation Notifie à RTE ses déclarations au maximum 3 fois en infra-journalier pour le jour J :

- pour la 1^{ère} déclaration le Responsable de Programmation utilise un des Guichets infra-journaliers compris dans la plage [22h en J-1; 5h en J] ;
- pour la 2^{ème} déclaration le Responsable de Programmation utilise un des Guichets infra-journaliers compris dans la plage [6h en J; 13h en J] ;
- pour la 3^{ème} déclaration le Responsable de Programmation utilise un des Guichets infra-journaliers compris dans la plage [14h en J; 21h en J].

Les déclarations se présentent sous la forme de fax ou de fichiers informatiques décrivant la mise à jour de la Chronique journalière de contributions échangées ainsi que le nom de la contrepartie. Chaque fax ou fichier corrige et remplace les données du fax ou du fichier précédent.

Les plages de redéclarations peuvent évoluer pendant la durée du Contrat en fonction du besoin des acteurs et en accord avec RTE.

Un transfert de contributions au titre des accords visés à l'article 4.2.6 ci-dessus fait l'objet d'une double déclaration, à savoir par le Responsable de Programmation « fournisseur » et par le Responsable de Programmation « receveur ». RTE retient comme référence la déclaration faite par le Responsable de Programmation « fournisseur » pour calculer les prescriptions définitives.

4.3.10 Modification par RTE des valeurs de la contribution au service de réglage de la fréquence

RTE peut, après l'Heure Limite d'Accès au Réseau, modifier les contributions des ESSY du Responsable de Programmation aux Réserves Primaire et Secondaire par des ordres d'Ajustement, suivant les modalités prévues au Chapitre « Mécanisme d'Ajustement » des Règles. Les contributions aux Réserves Primaire et Secondaire, figurant au Programme de Marche des ESSY sollicitées, sont modifiées en conséquence.

Les contributions aux Réserves Primaire et Secondaire, figurant au Programme de Marche des ESSY qui ne sont pas sollicitées au titre de l'Ajustement, sont celles du Programme d'Appel.

RTE peut, après l'Heure Limite d'Accès au Réseau, modifier les contributions des ESSY du Responsable de Programmation aux Réserves Primaire et Secondaire sans modification de la puissance active. Dans ce cas, les contributions figurant au Programme d'Appel sont inchangées et les contributions figurant dans le Programme de Marche de l'ESSY sollicitée intègrent cette modification.

RTE fait ses meilleurs efforts pour limiter ses demandes d'augmentation de la contribution au Réglage Primaire (respectivement Secondaire) dans le Programme de Marche, par rapport à la contribution au Réglage Primaire (Respectivement Secondaire) prévue dans le Programme d'Appel, en les limitant aux cas suivants :

- les contributions de l'ensemble des Responsables de Programmation ne suffisent plus au besoin global requis pour assurer la sûreté du système électrique français, calculé selon les critères définis dans la DTR, ainsi que les besoins nécessaires à la mise en œuvre des transferts de réserve vers les gestionnaires de réseau frontaliers ;
- lorsque l'augmentation résulte d'interactions involontaires inhérentes aux passages des ordres d'ajustement autres que motif "reconstitution des services système".

4.3.11 Echancier de mise en place du processus de prescription

Dans un premier temps, la programmation de la contribution du Responsable de Programmation au service de réglage de la fréquence ne comportera que les deux premières étapes sur les trois prévues à l'Article 4.3.1, à savoir :

- Transmission par RTE, en J-1 avant 13h30, d'une contribution indicative pour la journée ;
- Transmission par RTE, en J-1 avant 18h, d'une contribution prescriptive pour la journée suivante.

Ainsi, avant 18 heures en J-1, RTE recalcule les contributions initiales en utilisant les données du Programme d'Appel transmis par le Responsable de Programmation à l'Heure Limite d'Accès au Réseau et Notifie à ce dernier les contributions définitives J sous la forme de Chroniques en MW des contributions à la Réserve Primaire et à la Réserve Secondaire (contribution définitive pour la zone France et contribution définitive avec transfert). Ces contributions deviennent les prescriptions définitives pour la période J s'étendant de 0 heure à 24 heures.

La troisième étape du processus – transmission par RTE, le matin du jour J avant 7 heures, de prescriptions définitives pour la plage horaire [14h – 24h] – n'est pas mise en place au 1^{er} janvier 2011.

Sa mise en place sera envisagée ultérieurement et discutée avec les acteurs dans le cadre de la concertation, à l'issue d'un retour d'expérience mené par RTE.

Si cette étape se met en place, elle devra être opérationnelle au plus tard au 1^{er} juillet 2012.

4.3.12 Information sur la fréquence de référence

L'information est disponible sur le site Internet de ENTSO-E à l'adresse www.entsoe.eu.

4.4 REMUNERATION DU RESPONSABLE DE PROGRAMMATION POUR SA CONTRIBUTION AU REGLAGE DE LA FREQUENCE

4.4.1 Composantes de la rémunération du Responsable de Programmation

La rémunération du Responsable de Programmation comprend :

- Un terme « capacité », définie à l'article 4.4.1.1, au titre de la capacité de réglage mise à la disposition de RTE ;
- Un terme « énergie », définie à l'article 4.4.1.2, au titre de l'énergie produite ou économisée du fait du Réglage Secondaire.

La rémunération du terme capacité ne s'applique qu'aux contributions du Responsable de Programmation réalisées pour la zone de réglage France. La rémunération du Responsable de Programmation relative à ses contributions aux transferts de réserves vers les gestionnaires de réseaux frontaliers relève des accords visés à l'article 4.2.7.

4.4.1.1 Montant du terme « capacité »

Le Responsable de Programmation est rémunéré sur la base de sa prescription définitive pour la zone France à un prix forfaitaire de 8,48 € par Pas Demi-Horaire et par MW, au titre de sa contribution aux Réserves Primaire et Secondaire.

4.4.1.2 Montant du terme « énergie »

La rémunération de l'énergie produite ou économisée du fait du Réglage Secondaire est calculée sur la base d'un prix forfaitaire de 9,76 € par MWh, cette énergie étant déduite du calcul de l'Ecart du Responsable d'Equilibre auquel sont rattachées les ESSY concernées.

Si, sur le Pas Demi-Horaire concerné, le Réglage Secondaire induit :

- une production supplémentaire, RTE rémunère le Responsable de Programmation à hauteur de 9,76 € par MWh produit ;
- une diminution de la production, le Responsable de Programmation rémunère RTE à hauteur de 9,76 € par MWh non produit.

L'énergie produite ou économisée du fait du Réglage Secondaire mentionnée ci-dessus est la somme des énergies produites ou économisées correspondant à la participation des Groupes de Production au Réglage Secondaire de la fréquence. Elle est calculée en multipliant la capacité de réglage mise à disposition de RTE par le Responsable de Programmation dans le Programme de Marche par le niveau moyen du signal de téléajustement envoyé par RTE sur la demi-heure considérée.

Le niveau du signal de téléajustement utilisé pour le calcul est le niveau calculé par le système national de conduite de RTE.

4.4.2 Révision des prix

Les valeurs des termes « capacité » et « énergie » visées à l'article 4.4.1 sont révisées au premier janvier de chaque année « n », à compter du 1^{er} janvier 2012, en multipliant les prix visés à l'article 4.4.1. par un coefficient K_t calculé comme suit :

$K_t = 0,2 + 0,6(ICH\text{T-rev}TS_{n-1}/ICH\text{T-rev}TS_0) + 0,2(FSD1_{n-1}/FSD1_0)$, où :

$ICH\text{T-rev}TS_{n-1}$: Indice du mois de juillet de l'année n-1 du coût horaire du travail tous salariés charges salariales incluses, publiée au BOCCRF ou par toute autre revue spécialisée.

$ICH\text{T-rev}TS_0$: Indice du mois de juillet 2010 du coût horaire du travail tous salariés charges salariales incluses (= 102,4)

$FSD1_{n-1}$ est l'indice du mois d'octobre de l'année n-1 des frais et services divers 1 publié par le Moniteur des TP et B, ou par toute autre revue spécialisée.

$FSD1_0$: Indice du mois d'octobre 2010 des frais et services divers (= 120,6)

4.4.3 Conséquences du non-respect de la prescription dans le Programme d'Appel

4.4.3.1 Principes

Si le Responsable de Programmation ne respecte pas sa prescription définitive, au niveau de son Programme d'Appel, il verse une indemnité à RTE. Cette dernière est suspendue ou réduite dans certains cas particuliers où le non-respect a pour origine une Indisponibilité Fortuite d'une ESSY qui lui est rattachée. De plus, si le Responsable de Programmation transfère de la réserve primaire à l'étranger, le calcul de l'indemnité est modifié, pour la partie des non-respects qui est liée aux transferts, afin de tenir compte du fait que RTE ne rémunère pas les contributions correspondantes. Les articles 4.4.3.3 et 4.4.3.4 détaillent ces modalités d'indemnisation pour les non respects liés à la zone de réglage France et ceux liés aux transferts.

4.4.3.2 Calcul du non respect

Le non-respect du Responsable de Programmation est égal à la différence, en MW, entre sa prescription définitive avec transferts et sa contribution figurant au Programme d'Appel, lorsque cette dernière valeur est inférieure à la première. Elle est calculée par Pas Demi-Horaire.

Si le Responsable de Programmation ne transfère pas de réserve primaire à l'étranger, ce non respect constitue le non-respect de la prescription définitive pour la zone de réglage France et seul l'article 4.4.3.3 s'applique au calcul de son indemnité.

Si le Responsable de Programmation transfère de la réserve primaire à l'étranger, le non-respect est dissocié en deux composantes :

- Non-respect de la prescription définitive pour la zone de réglage France,
- Non-respect de la prescription définitive lié aux transferts.

Le non-respect de la prescription définitive lié aux transferts se déduit du non-respect du Responsable de Programmation en multipliant ce dernier par un ratio égal aux contributions attendues du Responsable de programmation par les gestionnaires de réseau frontaliers dans le cadre des accords visée à l'article 4.2.7, divisé par la prescription définitive avec transfert du Responsable de programmation, au titre de la Réserve Primaire.

Le non-respect de la prescription définitive pour la zone de réglage France est le terme complémentaire du précédent. La somme de ces deux termes est égale au non-respect du Responsable de Programmation.

4.4.3.3 *Non-respect de la prescription définitive pour la zone de réglage France*

Pour chaque Pas Demi-Horaire de non-respect de la prescription définitive pour la zone de réglage France, le Responsable de Programmation verse à RTE une indemnité proportionnelle au non-respect en MW, chaque MW étant valorisé à la moitié de la valeur absolue du prix EPEX constaté sur le Pas Demi-Horaire concerné auquel s'ajoute le prix forfaitaire du terme « capacité ».

L'indemnité pour non respect de la prescription est suspendue ou réduite dans les cas particuliers suivants :

- Lorsque le non respect de la prescription résulte d'une Indisponibilité Fortuite ou d'un apport hydraulique non maîtrisé par le Responsable de Programmation, il n'y a pas d'indemnité due par le Responsable de Programmation, à RTE, sur la période séparant le début de l'indisponibilité du Groupe de Production concerné et la fin du délai de neutralisation suivant le guichet immédiatement postérieur au début de l'indisponibilité.
- Lorsque, de plus, le Responsable de Programmation ne dispose pas de capacité de réglage disponible, sur les ESSY qui lui sont rattachées, lui permettant de reconstituer ses réserves défaillantes à l'issue de la période pendant laquelle l'indemnité a été suspendue selon le mécanisme précédent, l'indemnité est égale à 1,2 fois le prix forfaitaire du terme « capacité », par MW et par demi-heure de déficit, de la fin de la période de suspension précédente à la fin de l'indisponibilité du Groupe de Production concerné.

Si le début de l'Indisponibilité Fortuite, ou de l'apport hydraulique non maîtrisé, a lieu avant l'Heure Limite d'Accès au Réseau pour le jour J, la suspension ou réduction de l'indemnité est limitée au maximum à la fin du jour J-1. Si le début de l'Indisponibilité Fortuite, ou de l'apport hydraulique non maîtrisé, a lieu après cette heure et avant 6 heures le jour J, la suspension ou réduction de l'indemnité est limitée au maximum à 14 heures le jour J. Si le début de l'Indisponibilité Fortuite, ou de l'apport hydraulique non maîtrisé, a lieu après 6 heures le jour J, la suspension ou réduction de l'indemnité est limitée au maximum à la fin du jour J.

Nota : Au titre des dispositions prévues à l'article 4.3.11, si le début de l'Indisponibilité Fortuite, ou de l'apport hydraulique non maîtrisé, a lieu après l'Heure Limite d'Accès au Réseau, la suspension ou réduction de l'indemnité est limitée au maximum à la fin du jour J.

4.4.3.4 Non-respect de la prescription définitive lié aux transferts

Pour chaque Pas Demi-Horaire de non-respect de la prescription définitive lié aux transferts, le Responsable de Programmation verse à RTE une indemnité proportionnelle au non-respect en MW, chaque MW étant valorisé à la moitié de la valeur absolue du prix EPEX constaté sur le Pas Demi-Horaire concerné.

L'indemnité pour non respect de la prescription est suspendue ou réduite dans les cas particuliers suivants :

- Lorsque le non respect de la prescription résulte d'une Indisponibilité Fortuite ou d'un apport hydraulique non maîtrisé par le Responsable de Programmation, il n'y a pas d'indemnité due par le Responsable de Programmation, à RTE, sur la période séparant le début de l'indisponibilité du Groupe de Production concerné et la fin du délai de neutralisation suivant le guichet immédiatement postérieur au début de l'indisponibilité.
- Lorsque, de plus, le Responsable de Programmation ne dispose pas de capacité de réglage disponible, sur les ESSY qui lui sont rattachées, lui permettant de reconstituer ses réserves défaillantes à l'issue de la période pendant laquelle l'indemnité a été suspendue selon le mécanisme précédent, l'indemnité est égale à 0,2 fois le prix forfaitaire du terme « capacité », par MW et par demi-heure de déficit, de la fin de la période de suspension précédente à la fin de l'indisponibilité du Groupe de Production concerné.

Si le début de l'Indisponibilité Fortuite, ou de l'apport hydraulique non maîtrisé, a lieu avant l'Heure Limite d'Accès au Réseau pour le jour J, la suspension ou réduction de l'indemnité est limitée au maximum à la fin du jour J-1. Si le début de l'Indisponibilité Fortuite, ou de l'apport hydraulique non maîtrisé, a lieu après cette heure et avant 6 heures le jour J, la suspension ou réduction de l'indemnité est limitée au maximum à 14 heures le jour J. Si le début de l'Indisponibilité Fortuite, ou de l'apport hydraulique non maîtrisé, a lieu après 6 heures le jour J, la suspension ou réduction de l'indemnité est limitée au maximum à la fin du jour J.

Nota : Au titre des dispositions prévues à l'article 4.3.11, si le début de l'Indisponibilité Fortuite, ou de l'apport hydraulique non maîtrisé, a lieu après l'Heure Limite d'Accès au Réseau, la suspension ou réduction de l'indemnité est limitée au maximum à la fin du jour J.

4.5 TRAITEMENT A POSTERIORI

4.5.1 Données à adresser au Responsable de Programmation

RTE Notifie au Responsable de Programmation un relevé mensuel de la rémunération ainsi que les éléments de suivi associés (détail par Pas Demi-Horaire des prescriptions nationales, des prescriptions du Responsable de Programmation et des volumes soumis à indemnités).

Si le Responsable de Programmation transfère de la réserve primaire à l'étranger, ces éléments sont complétés par les données spécifiques relatives à ces transferts.

Les règles d'arrondi utilisées pour calculer la rémunération et les éléments de suivi sont précisées en Annexe 2.

RTE transmet au Responsable de Programmation, par messagerie électronique, les données provisoires du mois M au plus tard le 3^{ème} lundi du mois M+1.

4.5.2 Modalités de consolidation des données

Le Responsable de Programmation peut contester par Notification à RTE les données mensuelles mentionnées à l'article 4.5.1, dans un délai de 15 jours calendaires à compter de la date de réception de ces données.

Les modalités de consolidation de la conversion de l'indemnité basée sur le prix EPEX en indemnité égale à 1,2 fois ou 0,2 fois le prix forfaitaire du terme « capacité » sont précisées en Annexe 11.

4.5.3 Données consolidées

RTE transmet au Responsable de Programmation, par messagerie électronique, les données consolidées du mois M au plus tard le 1^{er} lundi du mois M+2.

Après la date de réception par le Responsable de Programmation des données consolidées, tout désaccord entre les Parties sera traité comme une contestation par RTE de la facture transmise par le Responsable de Programmation.

4.5.4 Facturation

Le Responsable de Programmation établit la facture mensuelle conformément à l'article 9.1.1 sur la base des données consolidées.

5. CONTRIBUTION AU REGLAGE DE LA TENSION (U/Q)

5.1 PRINCIPES

RTE assure le contrôle de la tension, en vue de garantir un comportement correct des matériels et le bon fonctionnement global du système, et d'éviter l'apparition de phénomènes du type effondrement de tension. La tension est une grandeur locale, fortement influencée par les variations de consommation et les transits de puissance réactive.

RTE assure le contrôle de la tension en tout point du RPT par le service de réglage de la tension, à partir des sources de puissance réactive réparties sur le RPT. On distingue le Réglage Primaire de Tension du Réglage Secondaire de Tension :

- Le Réglage Primaire est l'action automatique instantanée et locale exercée au niveau des Groupes de Production ;
- Le Réglage Secondaire est le réglage centralisé de la tension permettant la coordination de l'action des Groupes de Production qui y sont asservis au niveau régional (zone de réglage secondaire de tension ou région regroupant plusieurs zones de réglage secondaire de tension). Ce réglage est effectué au moyen des dispositifs " Réglage Secondaire de la Tension " (RST) et " Réglage Secondaire Coordonné de la Tension " (RSCT).

RTE décide de l'affectation des Groupes de Production au RST et/ou au RSCT, en fonction des impératifs de Sécurité du Système Electrique et de l'aptitude de ces groupes. Cette affectation est

précisée en Annexe 3. Il peut modifier cette affectation en Notifiant au Responsable de Programmation une modification de l'Annexe 3.

RTE informe le Responsable de Programmation des modifications de l'affectation des groupes asservis au RST et/ou RSCT avec un préavis de trois mois. Dans le cas où cette modification conduit à un retrait du périmètre du RST/RSCT, le Responsable de Programmation n'est plus tenu de maintenir les capacités de cette fonction.

5.2 ENGAGEMENTS DU RESPONSABLE DE PROGRAMMATION A CONTRIBUER AU REGLAGE DE LA TENSION

Le Responsable de Programmation contribue au service de réglage de la tension en mettant à la disposition de RTE les capacités de fourniture et d'absorption de réactif des Groupes de Production qui lui sont rattachés, lorsque ceux-ci sont couplés au réseau.

Les performances des Groupes de Production contribuant au réglage de la tension doivent être conformes aux performances demandées par RTE et définies en Annexe 6.

Les Groupes de Production participant au Réglage Primaire de la Tension doivent être équipés d'un régulateur de tension statorique ou d'un régulateur participant au réglage de la tension, de type 2 ou 3 tels que définis dans la documentation technique de référence de RTE.

Seuls les réglages de tension de type 2 ou 3 sont rémunérés au titre du Contrat.

Les Groupes de Production soumis aux dispositions de l'arrêté raccordement du 4 juillet 2003 et disposant d'un réglage primaire de la tension de type 2 ou 3 au sens de l'article 9 de l'arrêté sont aptes à participer au réglage primaire de tension. Ceux disposant d'un réglage primaire de la tension de type 3 sont aptes à participer au réglage secondaire de tension.

La contribution au réglage de la tension est évaluée au niveau du Point de Livraison de chaque Groupe de Production.

Note : Lorsque le Groupe de Production est raccordé en domaine HTB hors RPT ou sur un réseau d'usine privé, il contribue au service de réglage de la tension uniquement s'il est raccordé à un jeu de barres connecté directement au RPT et si sa contribution est dissociable de la consommation de puissance réactive des autres installations raccordées à ce jeu de barres.

Le Responsable de Programmation met à disposition de RTE les pleines capacités de fourniture et d'absorption du Groupe de Production, selon les zones d'engagements contractualisées définies sur les diagrammes U/Q du Groupe de Production.

Le Responsable de Programmation transmet à RTE les diagrammes U/Q de ses Groupes de Production participant au réglage de la tension. L'Annexe 8 définit les critères et modalités de construction des diagrammes U/Q.

Les Groupes de Production participant au réglage de la tension sont équipés de télémesures de puissance réactive et de tension, de télésignalisation de couplage, et pour ceux qui participent au réglage secondaire de tension, de télésignalisation de participation valide au RST et d'atteinte des limites de fonctionnement (butées en réactif).

Les Groupes de Production participant au réglage de la tension et non encore équipés des télémesures et télésignalisations précédentes au 1^{er} janvier 2011 font l'objet d'un plan de mise à niveau, concerté avec RTE, prenant en compte les délais nécessaires à cette mise en œuvre, et défini en Annexe 7.

Le Responsable de Programmation maintient en état de fonctionnement les éléments de la chaîne d'acquisition des données relevant de sa responsabilité.

Le Responsable de Programmation déclare qu'un plan de maintenance est mis en œuvre pour les matériels qui conditionnent le respect des performances de réglage de la tension définies en Annexe 6.

5.3 CONTRIBUTION DU RESPONSABLE DE PROGRAMMATION AU SERVICE DE REGLAGE DE LA TENSION

5.3.1 Groupes de Production participant au réglage

Les Groupes de Production figurant dans le tableau joint en Annexe 3 contribuent au Réglage de la Tension pendant les périodes où ils sont couplés au réseau.

Les Groupes de production de faible puissance, aptes à participer au Réglage de Tension et répondant à un besoin particulier de RTE peuvent être ajoutés à l'Annexe 3, sous forme d'une liste complémentaire, à la demande de RTE et avec l'accord du Responsable de Programmation.

Les Groupes de production de faible puissance (inférieure à 20 MW), aptes à participer au Réglage de Tension, peuvent être ajoutés à l'Annexe 3, sous forme d'une liste complémentaire, à la demande du Responsable de Programmation et avec l'accord de RTE.

Pour ces Groupes de Production en liste complémentaire, il n'y a pas d'engagement du Responsable de Programmation à les mettre en conformité en cas de Défaillance de Réglage. Le Responsable de Programmation peut Notifier leur retrait de l'Annexe 3, dès qu'il constate la non aptitude du Groupe de Production correspondant au réglage de tension. Le Responsable de Programmation ne transmet pas de diagramme UQ pour ces groupes.

Le Responsable de Programmation peut modifier l'Annexe 3, sous réserve de l'accord de RTE. Cette modification a notamment lieu dans les cas suivant :

- Raccordement d'un nouveau Groupe de Production,
- Nouvelle aptitude d'un groupe déjà raccordé,
- Retrait du service ou retrait d'exploitation de longue durée d'un Groupe de Production,
- Modification des besoins de RTE,
- Incident grave tel que défini à l'article 6.2.5.

La modification est Notifiée par lettre recommandée avec demande d'avis de réception. Sauf avis contraire de la Partie destinatrice, elle prend effet à l'expiration d'un délai de 30 Jours à compter de la Notification.

5.3.2 Envoi d'ordres en temps réel

RTE peut, pour des raisons d'exploitation, demander au Responsable de Programmation, de dé-asservir pour une durée donnée un Groupe de Production du Réglage Secondaire de la Tension. En pareil cas, le Responsable de Programmation s'exécute mais continue d'être rémunéré au titre du Réglage Secondaire de Tension pour le Groupe de Production concerné.

RTE peut demander, de manière exceptionnelle, au Responsable de Programmation de modifier la consigne de tension sur la régulation primaire de tout ou partie de ses Groupes de Production listés en Annexe 3. Pour ce faire, il lui envoie un ordre de changement de

consigne de tension, suivant les modalités fixées dans la Convention d'Exploitation. Ce type de fonctionnement n'est pas apparenté à un asservissement au Réglage Secondaire de Tension et la rémunération est celle acquise au titre du réglage primaire.

Pour lever une congestion sur le RPT, RTE peut, par un ordre d'Ajustement, demander au Responsable de Programmation de démarrer un Groupe de Production dans l'objectif de disposer d'un volume supplémentaire d'énergie réactive. Dans ce cas, le Responsable de Programmation est rémunéré à la fois au titre du Mécanisme d'Ajustement et selon les dispositions de l'article 5.4.2.

5.4 REMUNERATION DU RESPONSABLE DE PROGRAMMATION POUR SA CONTRIBUTION AU REGLAGE DE LA TENSION

Pour chacun des Groupes de Production participant au réglage de la tension, le tableau joint en Annexe 3 précise les caractéristiques intervenant dans le calcul de la rémunération :

- les plages de réactif à rémunérer,
- la puissance active maximale $P_{\max}$ du Groupe de Production en MW,
- la zone à laquelle appartient le Groupe de production (cf. 5.4.1),
- Le type de réglage sur lequel porte la rémunération (Réglage Primaire, RST, RSCT),
- La durée d'utilisation annuelle (groupes non équipés de dispositifs de transmission de données).

5.4.1 Principes

La rémunération du Responsable de Programmation dépend de la zone à laquelle appartient le Groupe de Production. Le territoire français métropolitain est divisé en deux types de zones : zones « sensibles vis-à-vis du réactif » et zones « normales » (cf. carte en Annexe 4).

Dans les zones « sensibles vis-à-vis du réactif », la rémunération du Responsable de Programmation comprend :

- Une part fixe destinée à couvrir les coûts fixes du Responsable de Programmation (surdimensionnement de l'alternateur et du transformateur principal),
- Une part variable destinée à couvrir les coûts variables du Responsable de Programmation (pertes et surcoûts de maintenance) proportionnelle à la durée de couplage au réseau.

Dans les zones « normales », seule la part variable est rémunérée au Responsable de Programmation.

5.4.2 Montant de la rémunération

5.4.2.1 Part fixe

Le montant de la part fixe « R » est fixé à 670 € par MVA et par an pour un Groupe de Production en zone sensible caractérisé par une tangente phi de 0,32 au Point de Livraison.

Pour chacun des Groupes de Production figurant en Annexe 3 et ayant une plage de fourniture de réactif comprise entre zéro et Q_+ (Mvar) au Point de Livraison et une puissance active maximale $P_{\max}$, la part fixe de la rémunération annuelle du Responsable de Programmation est égale à :

$$\frac{R}{0,32} \times \frac{Q_+}{P_{\max}} \times \sqrt{P_{\max}^2 + Q_+^2} \quad (\text{€ par an}),$$

La part fixe est payée par douzièmes mensuels.

5.4.2.2 Part variable

La part variable de la rémunération du Responsable de Programmation au service de réglage de la tension porte sur la plage de réactif définie en Annexe 3, en absorption et en fourniture (soit $Q_+ - Q_-$) et est versée :

- pour chaque Pas Demi-Horaire où le Groupe de Production est couplé au réseau, pour les Groupes de Production pour lesquels on dispose de télésignalisation de couplage,
- pour la durée d'utilisation forfaitaire annuelle du Groupe de Production figurant dans cette même Annexe 3, pour les Groupes de Production pour lesquels on ne dispose pas de télésignalisation de couplage.

La rémunération est fixée à 0,03 € par Mvar et par demi-heure de fonctionnement.

La part variable est payée mensuellement selon :

- le nombre d'heure de couplage du Groupe de Production dans le mois pour le premier cas (couplage télésigné),
- la fraction de la durée d'utilisation forfaitaire annuelle du groupe, proportionnelle au nombre de jour du mois en question, pour le deuxième cas.
- La rémunération du Mvar est modulée selon les modalités de participation au réglage U/Q :
- Valorisation normale pour les Groupes de Production asservis au réglage primaire de tension,
- Majoration de 50% de la rémunération au titre du réglage primaire, pour les Groupes de Production asservis au RST, au RSCT ou assurant un réglage secondaire via la transmission d'une télévaleur manuelle de consigne de tension,

Le montant de la rémunération mensuelle est la somme de la part fixe (le cas échéant) et de la part variable, affectée d'une majoration selon le type de réglage assuré par le Groupe de Production au cours du mois.

5.4.3 Révision des prix

Les montants de la part fixe et de la part variable visées à l'article 5.4.2 sont révisés au premier janvier de chaque année « n », à compter du 1^{er} janvier 2012, en multipliant les prix visés à l'article 5.4.2 par un coefficient K_t calculé comme suit :

$K_t = 0,2 + 0,4(ICH\text{-}revTS_{n-1}/ICH\text{-}revTS_0) + 0,4(FSD1_{n-1}/FSD1_0)$, où :

$ICH\text{-}revTS_{n-1}$: Indice du mois de juillet de l'année n-1 du coût horaire du travail tous salariés charges salariales incluses, publié au BOCCRF ou par toute autre revue spécialisée.

$ICH\text{-}revTS_0$: Indice du mois de juillet 2010 du coût horaire du travail tous salariés charges salariales incluses (= 102,4).

$FSD1_{n-1}$ est l'indice du mois d'octobre de l'année n-1 des frais et service divers 1 publiée par le Moniteur des TP et B, ou par toute autre revue spécialisée.

$FSD1_0$ est la valeur de cet indice au premier octobre 2010 (=120,6).

5.5 TRAITEMENT A POSTERIORI

5.5.1 Données à adresser au Responsable de Programmation

RTE transmet au Responsable de Programmation, par messagerie électronique, au plus tard le 3^{ème} lundi du mois M+1, les données provisoires du Mois M énumérées ci-après pour chaque Groupe de Production :

- plage de réactif retenue pour la rémunération,
- type de réglage retenu (Primaire, RST, RSCT),
- temps de fonctionnement enregistré pour chaque type de réglage (temps forfaitisé pour les Groupes de Production non équipés de dispositif de transmission des données d'exploitation),
- rémunération en € correspondant aux parts fixe et variable de la rémunération,
- montant mensuel des puissances souscrites supplémentaires, relatives au fonctionnement en compensateur synchrone de certains groupes.

5.5.2 Modalités de consolidation des données

Le Responsable de Programmation peut contester par Notification à RTE les données mensuelles mentionnées à l'article 5.5.1, dans un délai de 15 jours calendaires à compter de la date de réception de ces données.

5.5.3 Données consolidées

RTE transmet au Responsable de Programmation, par messagerie électronique, les données consolidées du mois M au plus tard le 1^{er} lundi du mois M+2.

Au-delà de la date de réception par le Responsable de Programmation des données consolidées, tout désaccord entre les Parties sera traité suivant une contestation par RTE de la facture transmise par le Responsable de Programmation.

5.5.4 Facturation

Le Responsable de Programmation établit la facture mensuelle conformément à l'article 9.1.1 sur la base des données consolidées.

5.6 GESTION PREVISIONNELLE DE LA PRODUCTION ET DU RESEAU EN ZONES SENSIBLES

Pour les Groupes de Production situés en zone «sensible vis à vis du réactif», RTE peut demander au Responsable de Programmation de mettre en place un mécanisme de coordination renforcé au niveau de la gestion prévisionnelle de la production et du réseau lorsque la sécurité d'alimentation de la zone est menacée pour des problèmes de déséquilibre d'échange de réactif.

Lorsque le mécanisme de coordination renforcé conduit à intégrer une nouvelle contrainte dans la gestion prévisionnelle des groupes de production rattachés au Responsable de Programmation, celle-ci est traitée dans le cadre du contrat cadre de traitement des accords en amont du J-1.

6. CONTROLE ET CONSEQUENCES

Ce chapitre précise les conséquences des Défaillances de Réglage et des Indisponibilités des Groupes de Production sur la rémunération du Responsable de Programmation.

6.1 CONTROLE PAR RTE DE LA CONTRIBUTION DU RESPONSABLE DE PROGRAMMATION AUX SERVICES SYSTEME

RTE contrôle la fourniture effective de la contribution du Responsable de Programmation au réglage de la fréquence et au réglage de la tension suivant les modalités ci-après :

- Vérification initiale de conformité au moment du raccordement du Groupe de Production au RPT,
- Tests périodiques programmés et tests non programmés,
- Utilisation des informations mémorisées par RTE et obtenues à partir des comptages, des données échangées par les systèmes de télé réglage et de télé conduite,
- Utilisation au cas par cas de dispositifs d'instrumentation spécifiques.

6.1.1 Performances contrôlées et périmètre du contrôle

Les performances contrôlées, ainsi que les critères de contrôle associés, sont listées en Annexe 6.

Ces contrôles s'appliquent aux Groupe de Production listé en Annexe 1 (réglage de la fréquence) et en Annexe 3 (réglage de la tension).

La disponibilité de la fonction compensateur synchrone est d'autre part contrôlée pour les Groupe de Production listés en Annexe 5.

Les articles 6.2.3, 6.2.4, 6.2.6 et 6.3.4 ne s'appliquent pas aux Groupes de Production faisant partie des listes complémentaires.

6.1.2 Essais et campagnes de mesures

Dans le cadre du contrôle, chacune des Parties peut demander la réalisation d'essais ou de campagne de mesures spécifiques.

Pour de tels contrôles, les deux Parties s'accordent préalablement sur la méthode et le coût du contrôle avant sa mise en œuvre. A défaut d'un tel accord et à la demande d'une des deux Parties, le contrôle peut être effectué par un organisme indépendant. Les frais de contrôle sont à la charge du Responsable de Programmation si l'on constate un écart par rapport à la performance attendue, ils sont à la charge de RTE dans le cas contraire.

6.1.3 Rapport de contrôle

RTE envoie trimestriellement au Responsable de Programmation, par messagerie électronique, un rapport de contrôle listant les contrôles effectués durant le trimestre écoulé et détaillant les écarts constatés, les Défaillances de réglage qui en résultent, ainsi que les conséquences financières associées.

6.2 NOTIFICATION DES DEFAILLANCES DE REGLAGE ET DELAI DE MISE EN CONFORMITE

6.2.1 Notification des Défaillances de Réglage

6.2.1.1 Envoi

Le Responsable de Programmation Notifie à RTE, dès qu'il en a connaissance, toute Défaillance de Réglage d'un Groupe de Production, dès lors que cette Défaillance de Réglage ne peut être résolue dans un délai inférieur à 24 h. La Notification précisera si cette Défaillance de Réglage conduit à la défaillance totale ou partielle du réglage considéré ainsi que la cause de cette Défaillance de Réglage. Le Responsable de Programmation précise le Début de Défaillance s'il est antérieur à la date de Notification. Sinon, le Début de Défaillance est la date de Notification.

Suite à la réception d'une Notification par le Responsable de Programmation d'une Défaillance de Réglage, RTE accuse réception de cette Notification dans un délai de 8 jours, conformément aux modalités prévues en Annexe 9.

RTE Notifie, dès qu'il en a connaissance, au Responsable de Programmation, les Défaillances de Réglage non Notifiées par le Responsable de Programmation, en précisant :

- la nature des écarts de performances qu'il aura détectés lors de contrôles,
- la performance à l'origine de la Défaillance de réglage,
- la part de réglage indisponible (en particulier en cas de défaillance partielle du réglage considéré).
- Le Début de Défaillance, cette date ne pouvant être antérieure de plus de 60 jours à la date de Notification par RTE.

Le Responsable de Programmation peut, à sa demande, accéder aux éléments utilisés par RTE pour constater cette Défaillance de Réglage.

L'Annexe 9 précise les dispositions opérationnelles relatives à l'envoi des Notifications, déclarations de Défaillance de réglage, dates de Mise en Conformité ainsi qu'à l'envoi des rapports de contrôle trimestriels par RTE.

6.2.1.2 Contestation

Suite à la réception d'une Notification par RTE (Défaillance de Réglage ou Accusé de Réception de Défaillance de Réglage), le Responsable de Programmation peut, dans un délai d'un mois à compter de la réception de cette Notification, contester la nature de l'écart détecté par RTE. Les Parties se rapprochent dans les meilleurs délais pour traiter cette contestation.

Si la Notification par RTE se révèle injustifiée, elle est annulée par RTE conformément aux modalités prévues en Annexe 9 (clôture de la fiche).

Si la Notification par RTE nécessite d'être corrigée sans être annulée, elle est modifiée conformément aux modalités prévues en Annexe 9. Si les modifications apportées nécessitent un changement de la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité, le Responsable de Programmation Notifie une nouvelle Date Prévisionnelle de Mise en Conformité conformément aux dispositions de l'article 6.2.3.

Si le Responsable de Programmation conteste une Défaillance de Réglage notifiée par RTE au delà d'un mois à compter de la Notification, les Parties conviennent de donner suite ou non à la contestation. Si suite est donnée et que la Notification est totalement ou partiellement injustifiée, elles conviennent d'annuler ou de corriger la fiche correspondant à cette Notification.

Si le différend subsiste après cette discussion, l'article 10.6 s'applique.

6.2.1.3 Cas des Notifications de Défaillance de Réglage détecté sur les performances U1 et U4

Les Parties conviennent de la nécessité de confirmer ensemble toute Défaillance de Réglage détectée par RTE au titre des critères de contrôle U1 et U4 définis en Annexe 6.

Les modalités suivantes sont retenues :

Suite à une détection d'une Défaillance de Réglage au titre du critère de contrôle U1 ou du critère de contrôle U4 définis en Annexe 6, RTE envoie une fiche d'alerte sur le groupe concerné.

Si le Responsable de Programmation confirme l'écart, RTE Notifie la Défaillance de Réglage qui en résulte.

Sinon, les Parties se rencontrent dans un délai d'un mois pour analyser l'écart détecté, déterminer, pour les groupes participant au RST/RSCT, si celui-ci affecte la performance U1 ou seulement la performance U4, et confirmer le calcul de l'écart réel entre les valeurs mesurées et la valeur attendue. Suite à cette analyse partagée, et conformément au calcul réalisé, RTE Notifie au Responsable de Programmation la Défaillance de Réglage qui en résulte.

Le Début de Défaillance Notifié par RTE est la date la plus proche entre le début de la période d'observation ayant servi à établir la Défaillance de Réglage et la date correspondant à 60 jours avant la date d'envoi de la fiche d'alerte.

6.2.1.4 Défaillance de réglage de la fréquence : impact sur la programmation

Suite à une Notification de Défaillance de réglage de la fréquence (écart relatif à l'une des performances F2, F3, F4, F5 et F6), le Responsable de Programmation déclare la contribution au réglage de fréquence du Groupe de Production en question sans tenir compte de la part de réglage indisponible, pendant toute la période comprise entre la Notification, et la Mise en Conformité du réglage concerné.

Le Responsable de Programmation peut Notifier à RTE la Mise en Conformité de la performance F2, F4, F5 et F6 dès lors que la contribution programmée du Groupe de Production permet de respecter la performance.

6.2.2 Seuil de Notification

Les Défaillances de Réglage ne sont Notifiées au Responsable de Programmation que si les écarts de performance détectés par RTE excèdent une marge d'erreur significative par rapport à la performance attendue. Le Contrat précise un seuil de Notification et, pour certaines performances, un seuil d'alerte. Les écarts inférieurs au seuil de Notification sont sans conséquence financière. Ils sont néanmoins signalés au Responsable de Programmation s'ils dépassent le seuil d'alerte.

L'Annexe 6 détaille les seuils de Notification et d'alerte associés à chaque performance contrôlée. Ils intègrent :

- les imprécisions de calcul,
- les incertitudes de mesure,
- les imprécisions liées à l'échantillonnage et à la synchronisation des données,
- les imprécisions possibles des données déclaratives (Programme de Marche et contributions programmées).

En tant que de besoin, les Parties pourront modifier les seuils ou critères de contrôle de l'Annexe 6.

6.2.3 Date Prévisionnelle de Mise en Conformité

6.2.3.1 Proposition du Responsable de Programmation

Suite à la Notification d'une Défaillance de Réglage, le Responsable de Programmation rétablit la conformité de la performance dans les meilleurs délais, dans les conditions définies dans le présent article.

Le Responsable de Programmation Notifie la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité au plus tard un mois après la Notification de Défaillance de Réglage. Le Responsable de Programmation indique, conjointement à sa Notification de Date Prévisionnelle de Mise en Conformité, si la Mise en Conformité nécessite l'arrêt du Groupe de Production. Si tel est le cas, la Mise en Conformité est réalisée en principe lors du prochain arrêt programmé, figurant au Planning de Référence prévu au Contrat de Gestion Prévisionnelle, dont la date de début et la durée sont compatibles avec la Mise en Conformité du Groupe de Production. Si le Responsable de Programmation retient une autre date, il Notifie à RTE les raisons du décalage de la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité en faisant état de ses contraintes.

Dans le cas où la date de l'arrêt programmé, figurant au Planning de Référence, est modifiée avec l'accord des deux Parties, alors le Responsable de Programmation peut modifier la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité en conséquence.

A défaut de Notification dans le délai précité, la Mise en Conformité doit être réalisée dans un délai de 90 Jours à compter de la date de Notification de la Défaillance de Réglage.

Le Responsable de Programmation Notifie à RTE les éléments techniques et économiques ayant servi à la détermination de la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité si celle-ci conduit à un délai supérieur à 90 jours et si RTE lui en fait la demande.

6.2.3.2 Accord de RTE

RTE Notifie au Responsable de Programmation son accord ou son désaccord sur la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité proposée, dans un délai de 8 jours. A défaut, RTE est réputé avoir donné son accord.

En cas de désaccord Notifié par RTE, RTE fait état des risques sur la sûreté et des conséquences sur l'exploitation liées à la Défaillance de Réglage, en prenant en compte les éventuelles autres Défaillances de Réglage du Responsable de Programmation dans les zones proches.

Les Parties s'engagent à définir une Date Prévisionnelle de Mise en Conformité tenant compte des contraintes exposées par les deux Parties.

En cas de désaccord persistant de RTE sur la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité, malgré les éléments techniques apportés par le Responsable de Programmation, les dispositions de l'article 6.2.6 s'appliquent.

6.2.3.3 Modification

Le Responsable de Programmation peut modifier une fois la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité en cas de nécessité d'ordre technique et doit la Notifier à RTE au plus tard 15 jours avant la date initialement fixée en motivant les raisons du report. RTE Notifie son accord ou son désaccord selon les dispositions de l'Article 6.2.3.2.

Si la réalisation d'un essai sur le Groupe de Production, nécessaire au Responsable de Programmation pour respecter la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité Notifiée à RTE, est différée par RTE, alors le Responsable de Programmation peut modifier la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité pour prendre en compte ce report.

6.2.4 Mise en Conformité

6.2.4.1 Envoi

Une fois la Mise en Conformité effectuée, le Responsable de Programmation la Notifie à RTE, en indiquant notamment le jour de Mise en Conformité. C'est cette dernière date qui est prise en compte pour les calculs d'Abattements et de Pénalités décrits aux articles 6.3 et 6.4.

Le jour de Mise en Conformité notifié par le Responsable de Programmation ne peut être antérieur de plus de 60 jours à la date de la Notification.

6.2.4.2 *Contestation*

Suite à la réception d'une Notification de Mise en Conformité, RTE peut, dans un délai d'un mois à compter de la réception de cette Notification, contester la Mise en Conformité en fournissant les éléments d'analyse correspondant. Les Parties se rapprochent dans les meilleurs délais pour traiter cette contestation.

Si la contestation de RTE s'avère fondée la Mise en Conformité Notifiée par le Responsable de Programmation est considérée comme erronée et elle n'est pas prise en compte pour les calculs d'Abattements et de Pénalités décrits aux articles 6.3 et 6.4.

6.2.5 *Incidents graves ou retrait d'exploitation de longue durée*

Les incidents graves sont les incidents nécessitant l'arrêt non-programmé d'un Groupe de Production pour une période excédant 4 mois ou nécessitant des réparations d'un montant estimé par le Responsable de Programmation supérieur aux seuils suivants :

- 500 k€ pour les Groupes de Production dont la $P_{\max}$ est supérieure ou égale à 100 MW ;
- 200 k€ pour les Groupes de Production dont la $P_{\max}$ est inférieure à 100 MW.

Le retrait d'exploitation est de longue durée lorsque le Groupe de Production est arrêté pour une durée supérieure ou égale à 1 an (il peut s'agir d'un arrêt définitif du groupe).

En cas d'incident grave ou de retrait d'exploitation de longue durée d'un Groupe de Production, revêtant les caractéristiques de la force majeure, l'article 10.1 s'applique pour le Groupe de Production concerné.

En cas d'incident grave ou de retrait d'exploitation de longue durée d'un Groupe de Production ne revêtant pas les caractéristiques de la force majeure, les Parties s'engagent à se concerter pour examiner le maintien ou non du groupe concerné dans l'Annexe 1, l'Annexe 3 et l'Annexe 5 et préciser, en fonction des cas :

- la date de retrait effective du Groupe de Production de ces annexes ;
- la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité des installations ; Cette date convenue entre les Parties est alors celle retenue dans le cadre de l'application des articles 6.2.3, 6.2.4 et 6.3.

En cas de désaccord persistant sur les suites à donner à un incident grave, les dispositions de l'article 10.6 s'appliquent.

6.2.6 *Audit indépendant*

Si, au vu des éléments présentés par le Responsable de Programmation, RTE considère que ce dernier ne fait pas ses meilleurs efforts pour mettre en conformité un ou plusieurs Groupes de Production faisant l'objet de Défaillances de Réglage entraînant des risques sur la sûreté ou des conséquences pour l'exploitation inacceptables pour RTE (en particulier en cas d'un nombre élevé de Défaillances de Réglage simultanées ou d'un désaccord persistant sur des Dates Prévisionnelles de Mise en Conformité), RTE peut demander la tenue d'un audit indépendant afin de vérifier si le Responsable de Programmation s'est conformé aux bonnes pratiques en matière de maintenance des matériels conditionnant les performances des réglages de fréquence et tension dans le respect de ses obligations contractuelles vis-à-vis de RTE.

Les deux Parties s'accordent sur le choix de l'auditeur.

L'auditeur Notifie le résultat de l'audit aux deux Parties. Si l'audit conclut à des manquements et négligences de la part du Responsable de Programmation, RTE demande à ce dernier de lui soumettre sous trois mois, à compter de la Notification, un plan d'actions et de nouvelles propositions de Date Prévisionnelle de Mise en Conformité.

Si RTE considère que le plan d'actions proposé ne montre pas que le Responsable de Programmation fait ses meilleurs efforts au regard des manquements et négligences soulevés par l'auditeur, RTE appliquera les pénalités renforcées définies à l'Article 6.3.4.

Ces pénalités s'appliquent aux Groupes de Production dont les Défaillance de Réglage sont imputables aux manquements du Responsable de Programmation, jusqu'à la disparition des critères ayant motivé la tenue de l'audit indépendant.

Les frais de l'audit sont supportés par le Responsable de Programmation lorsque l'audit conclut à des manquements et négligences de la part de ce dernier. Ils sont supportés par RTE lorsque l'audit conclut à l'absence de tels manquements et négligences.

6.3 CONSEQUENCES FINANCIERES DES DEFAILLANCES DE REGLAGE

Les Défaillances de Réglage notifiées peuvent donner lieu à des Abattements de rémunération ou à des Pénalités, dès lors que les écarts de performances dépassent les seuils de Notification précisés en Annexe 6. Les Abattements et Pénalités dépendent de la durée de la Défaillance de Réglage et sont proportionnels à l'importance de l'écart.

Les Abattements s'appliquent du Début de Défaillance jusqu'à sa Mise en Conformité, si cette dernière a lieu avant la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité, ou jusqu'à cette dernière si la Mise en Conformité a lieu à la date prévisionnelle ou au delà.

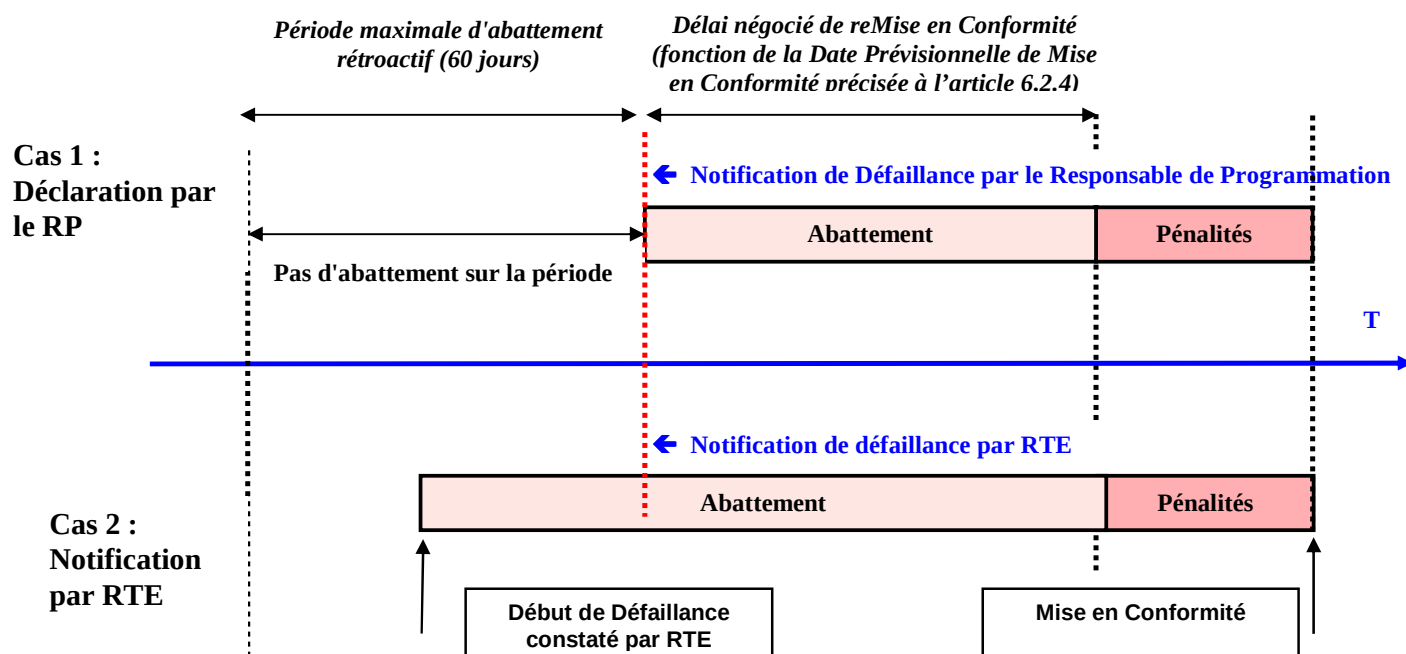
Pour le réglage de la fréquence, l'Abattement n'est appliqué que si les Défaillances de Réglage conduisent le Responsable de Programmation à ne pas respecter sa prescription.

Les Pénalités s'appliquent si la Mise en Conformité a lieu au-delà de la Date prévisionnelle de Mise en Conformité. La période d'application débute le jour suivant la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité et se termine le jour suivant la Mise en Conformité.

Pour le réglage de la fréquence, la Pénalité s'applique uniquement si la part défailante du parc de production du Responsable de Programmation est supérieure à un seuil défini à l'article 6.3.4. En dessous de ce seuil, l'Abattement s'applique en prenant en compte les Groupes de Production affectés de Défaillance de Réglage jusqu'à leur Mise en Conformité (y compris si la Date prévisionnelle de Mise en Conformité est dépassée).

L'application de ces Abattements et Pénalités revêtant un caractère libératoire, aucune indemnité complémentaire ne pourra être réclamée par RTE.

Schéma de principe



6.3.1 Période de Défaillance de Réglage prise en compte dans le calcul des Abattements et Pénalités

La période de Défaillance de Réglage prise en compte dans le calcul des Abattements et des Pénalités débute au Début de Défaillance et se termine le jour suivant la Mise en Conformité.

Pour une Défaillance de Réglage donnée, Le début de la période de Défaillance de Réglage ne peut toutefois pas précéder de plus de 60 jours le jour de Notification de la Défaillance de Réglage.

6.3.1.1 Période de Défaillance : cas particuliers

Pour les performances contrôlées à l'aide de critères statistiques reposant sur une période d'observation (performances F3, F5, U1, U4, U5), si l'analyse ne permet pas d'identifier précisément le début de l'écart, une analyse rétroactive au pas mensuel sur les mois antérieurs est réalisée. En pareil cas, le Début de Défaillance est le jour suivant la fin de la dernière période d'observation rétroactive pour laquelle la performance a été respecté ;

Lorsque RTE identifie une date de fin d'écart alors que le Responsable de Programmation n'a pas Notifié à RTE la Mise en Conformité, la date de Mise en Conformité est la date de fin de l'écart observé par RTE (pour les performances contrôlées à l'aide de critères statistiques, la date de fin d'écart est le jour suivant la date de la fin de la dernière période d'observation rétroactive pour laquelle la performance n'a pas été respectée). Dans ce cas, RTE Notifie au Responsable de Programmation, conformément aux dispositions de l'Annexe 9, une date de Mise en Conformité qui est la date de fin d'écart.

Pour les performances contrôlées par des critères non statistiques, reposant sur un nombre d'écarts observés et sur une période d'observation définis à l'Annexe 6 (performances F2, F4, F6 et U6), le Début de Défaillance est le jour où le nombre d'écart observé a dépassé le seuil de Notification pendant la période d'observation ;

Lorsque RTE ou le Responsable de Programmation identifie un événement postérieur au dernier écart mentionné dans la Notification, où la performance a été respectée, alors la date de Mise en Conformité est celle de cet événement. Dans le cas où le Responsable de Programmation n'a pas Notifié à RTE la Mise en Conformité, RTE Notifie au Responsable de Programmation, conformément à l'Annexe 9, cette date de Mise en Conformité ;

Lorsque RTE ou le Responsable de Programmation identifie un événement postérieur au premier écart mentionné dans la Notification et antérieur au dernier écart mentionné dans la Notification, où la performance a été respectée, alors les Parties conviennent de l'analyse à mener pour entériner ou infirmer la Notification faite par RTE.

Pour l'ensemble des performances définies en Annexe 6, la date de début de la période d'observation ne peut être antérieure à la dernière date de Mise en Conformité de la performance concernée.

6.3.2 Part de réglage indisponible prise en compte dans le calcul des Abattements et des Pénalités

La part de réglage indisponible permet de quantifier l'importance de l'écart et est utilisée pour calculer le montant des Abattements et Pénalités prévues aux Articles 6.3 et 6.4. Les modalités de sa détermination sont précisées en Annexe 6.

Pour un Groupe de Production, lorsque plusieurs performances sont en écart pour un même type de réglage, la part de réglage indisponible est la somme des coefficients de part de réglage indisponible prévus en Annexe 6, limitée à :

- 100 % pour le réglage primaire de la fréquence, le réglage secondaire de la fréquence et le réglage primaire de la tension,
- 33 % pour le réglage secondaire de la tension.

Si un Groupe de Production participant simultanément au réglage primaire et secondaire de la tension est défaillant au titre de la performance U1 sans être simultanément défaillant au titre de la performance U4, les Parties conviennent de la part de réglage indisponible à appliquer pour le calcul des Abattements et Pénalités dans ce cas particulier.

6.3.3 Montant de l'Abattement

6.3.3.1 Réglage de la fréquence

L'Abattement n'est appliqué que si les Défaillances de Réglage conduisent le Responsable de Programmation à ne pas respecter sa prescription. Le montant de l'Abattement est alors calculé de la façon suivante :

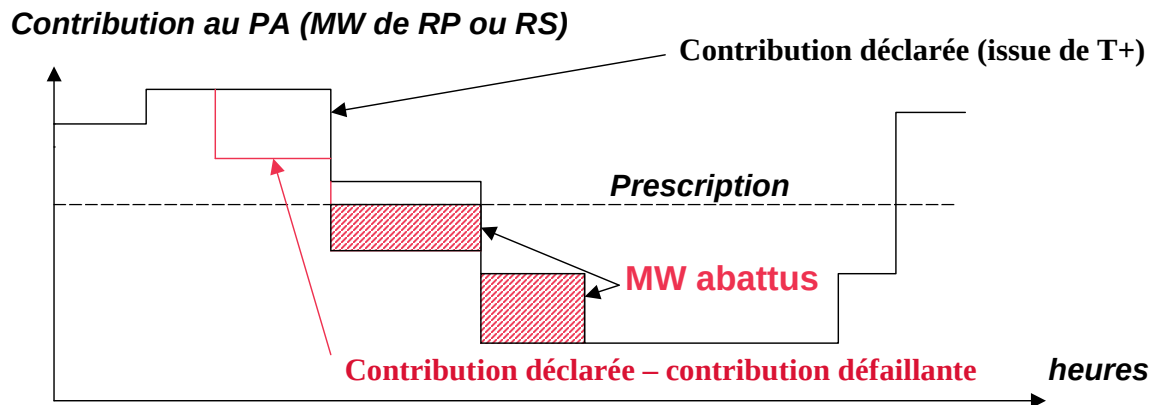
La contribution défaillante d'un Groupe de Production en Défaillance de Réglage est définie, pour chacun des réglages (primaire et secondaire), comme le produit de sa contribution au réglage en question, telle qu'elle figure au Programme d'Appel, par la part de réglage indisponible relative à ce réglage.

L'Abattement est appliqué si la somme des contributions déclarées au Programme d'Appel, pour l'ensemble des Groupes de Production rattachés au Responsable de Programmation,

défalquée des contributions défaillantes des groupes en écart, est inférieure à la prescription définitive :

- Son montant est égal au déficit par rapport à la prescription, valorisé au prix de la rémunération de la prescription définitive, si le Responsable de Programmation respectait sa prescription avant la prise en compte des contributions défaillantes ;
- Son montant est égal à la somme des contributions défaillantes valorisée au prix de la rémunération de la prescription définitive, si le Responsable de Programmation ne respectait pas sa prescription avant la prise en compte des contributions défaillantes.

Le schéma suivant illustre les différents cas de calcul de l'Abattement :



6.3.3.2 Réglage de la tension

L'Abattement est calculé différemment suivant que la Défaillance de Réglage affecte la capacité du groupe à participer au Réglage Primaire de la tension ou que seul le Réglage Secondaire est affecté.

Les Défaillances de Réglage affectant la capacité du groupe à participer au Réglage Primaire de la tension, quel que soit le type de réglage auquel participe effectivement le groupe (RPT, RST ou RSCT), correspondent aux écarts portant sur la performance U1. Dans ce cas, l'Abattement est calculé mensuellement, pour les mois où la Défaillance de Réglage est constatée, en appliquant la formule suivante :

$$\text{Abattement mensuel (en Euros)} = J_{def} \times \%_{def} \times (PF_j + PV_j)$$

J_{def} est le nombre de jours en écart dans le mois,

$\%_{def}$ est la part de réglage indisponible,

PF_j est la Part Fixe du Groupe de Production défaillant calculée sur une journée (en Euros),

PV_j est la rémunération moyenne journalière du Groupe de Production défaillant, au titre de la part variable, dans le mois considéré (en Euros). Pour les Groupes de Production asservis au RST, au RSCT, ou assurant un réglage secondaire via la transmission d'une télévaleur manuelle de consigne de tension, telle que définie à l'Article 5.4.2.2, la part variable utilisée dans les formules ci-dessus comprend la majoration de 50 % de la rémunération variable prévue dans cet Article.

Les Défaillances de Réglage affectant uniquement le Réglage Secondaire de la tension sans réduire la capacité du groupe à participer au Réglage Primaire de la tension correspondent

aux écarts sur les performances U4, U5 et U6. Elles comprennent en particulier les limitations portant sur les variations possibles de la tension stator, les limitations par rapport à la zone d'engagement contractuelle en RST, ainsi que les dysfonctionnements du contrôle commande de prise en compte du signal envoyé par RTE, qui relèvent de la performance U4. Dans ce cas, l'Abattement est calculé mensuellement, pour les mois où la Défaillance de Réglage est constatée, en appliquant la formule suivante :

Abattement mensuel (en Euros) = $J_{def} \times \%_{def} \times PV_j$

Si un Groupe de Production est indisponible pour participer au RST/RSCT et que la télésignalisation relative au réglage secondaire est simultanément en position « hors service », l'Abattement est pris en compte dès le calcul de la rémunération mensuelle en application de l'article 5.4.2.2 du contrat (la majoration de 50% de la part variable de la rémunération du Groupe de Production n'étant pas appliquée). Dans ce cas la part de réglage indisponible est réputée nulle jusqu'à la Date prévisionnelle de Mise en Conformité et aucun Abattement complémentaire n'est appliqué au titre du présent article.

6.3.4 Montant de la Pénalité

Si, à la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité définie en 6.2.3, la Mise en Conformité n'a pas été réalisée, l'Abattement prévu au 6.3.3 est remplacé par une Pénalité au delà de la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité.

Pour le réglage de la tension, il existe deux niveaux de pénalité :

- la pénalité courante, qui s'applique lorsque le Responsable de Programmation peut présenter à RTE des éléments de justification du non respect de la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité, montrant que ce non respect est indépendant de sa volonté et n'est pas dû à une négligence de sa part ;
- La pénalité renforcée, dans le cas contraire.

D'autre part, la pénalité renforcée s'applique dans les conditions prévues à l'Article 6.2.6 lorsque RTE considère que le plan d'actions proposé ne montre pas que le Responsable de Programmation fait ses meilleurs efforts au regard des manquements et négligences soulevés par l'auditeur.

La Pénalité est calculée de la façon suivante :

6.3.4.1 Réglage de la fréquence

Pour les Défaillances de Réglage affectant la capacité d'une ESSY à participer aux réglage primaire ou secondaire de la fréquence, la Pénalité est égale à :

Pénalité (en Euros) = $5 \times J_{pen} \times \%_{def} \times REM_j$

J_{pen} est le nombre de jours avec Défaillance de Réglage au-delà de la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité définie en 6.2.3,

$\%_{def}$ est la part de réglage indisponible,

REM_j est la contribution moyenne journalière de l'ESSY au réglage pour lequel la Défaillance a été constatée, pendant les trois mois qui ont précédé le mois où a été déclaré l'écart, valorisé au prix de la rémunération de la prescription définitive.

Pour les Responsables de Programmation disposant de 5 ESSY ou plus, la Pénalité ne s'applique que si la part défaillante du parc de production dépasse, pour un type de réglage donné (primaire ou secondaire), un seuil de 7%.

La part défaillante du parc de production est définie comme étant la somme des $P_{\max}$ des Groupes de Production affectés d'une Défaillance de Réglage au titre du réglage considéré divisée par la somme des $P_{\max}$ des Groupes de Production mentionnés comme participant au réglage considéré. Les Groupes de Production pris en compte sont ceux figurant dans les contrats de l'ensemble des Responsables de Programmation disposant de 5 ESSY ou plus (Annexe 1 en vigueur sur la période où est calculée la Pénalité).

6.3.4.2 Réglage de la tension (pénalité courante)

Pour les Défaillances de Réglage affectant la capacité du groupe à participer au Réglage Primaire de la tension (selon la définition de l'article 6.3.3.2) :

$$\text{Pénalité mensuelle (en Euros)} = 5 \times J_{pen} \times \%def \times (PFj + PVj)$$

Jpen est le nombre de jours en écart dans le mois, au-delà de la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité définie en 6.2.3,

Les autres termes conservant les définitions données à l'article 6.3.3.2

Pour les Défaillances de Réglage affectant uniquement le Réglage Secondaire de la tension sans réduire la capacité du groupe à participer au Réglage Primaire de la tension (selon la définition de l'article 6.3.3.2) :

$$\text{Pénalité mensuelle (en Euros)} = 5 \times J_{pen} \times \%def \times PVj$$

6.3.4.3 Réglage de la tension (pénalité renforcée)

Pour les Défaillances de Réglage affectant la capacité du groupe à participer au Réglage Primaire de la tension (selon la définition de l'article 6.3.3.2) :

$$\text{Pénalité mensuelle (en Euros)} = 10 \times J_{pen} \times \%def \times (PFj + PVj)$$

Jpen est le nombre de jours en écart dans le mois, au-delà de la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité définie en 6.2.3,

Les autres termes conservant les définitions données à l'article 6.3.3.2

Pour les Défaillances de Réglage affectant uniquement le Réglage Secondaire de la tension sans réduire la capacité du groupe à participer au Réglage Primaire de la tension (selon la définition de l'article 6.3.3.2) :

$$\text{Pénalité mensuelle (en Euros)} = 10 \times J_{pen} \times \%def \times PVj$$

6.3.4.4 Montant maximal des Pénalités

RTE ne peut exiger du Responsable de Programmation des Pénalités dépassant un montant maximal défini d'une part pour le réglage de la fréquence, et d'autre part pour le réglage de la tension.

Le montant maximal exigible sur une période de 12 mois pour un réglage donné est égal à la rémunération que le producteur aurait perçu en l'absence de défaillance, pour l'ensemble des groupes de production participant au réglage considéré et définis en Annexe 1 et en Annexe 3.

La première période de 12 mois commence à la date de la première application d'une Pénalité. Si, à l'issue de cette première période, il subsiste des Défaillances de réglage qui n'ont pas été mises en conformité dans les délais prévus, le montant maximal des Pénalités s'applique pour la période des 12 mois suivants et ce jusqu'à la date de fin du Contrat.

Le montant maximal des Pénalités à la date d'entrée en vigueur du présent Contrat est de Euros pour le réglage de fréquence et de Euros pour le réglage de tension.

Ce montant sera réactualisé en fonction de l'évolution des Annexe 1 et Annexe 3.

6.4 CONSEQUENCES FINANCIERES DES INDISPONIBILITES DES GROUPES DE PRODUCTION SITUES EN ZONE SENSIBLE

6.4.1 Abattement de la rémunération pour les indisponibilités dépassant un délai convenu

Lorsque le Responsable de Programmation déclare à RTE, pour un des Groupes de Production mentionnés à l'Annexe 3, situé en zone sensible vis à vis du réactif, une Indisponibilité Programmée ou une Indisponibilité Fortuite d'une durée supérieure à un seuil d'indisponibilité égal à D jours calendaires, la rémunération de la part fixe au titre du réglage de la tension est suspendue de la façon suivante :

- Si la durée de l'Indisponibilité Programmée ou de l'Indisponibilité Fortuite est comprise entre D+1 et D+60 jours, la rémunération de la part fixe est suspendue pour la période comprise entre le D+1^{ème} jour calendaire suivant le début de l'indisponibilité et le jour suivant le jour de mise à disposition effective du Groupe de Production.
- Si la durée de l'Indisponibilité Programmée ou de l'Indisponibilité Fortuite est supérieure à D+60 jours la rémunération de la part fixe est suspendue pour la période comprise entre le 1^{er} jour calendaire suivant le début de l'indisponibilité et le jour suivant le jour de mise à disposition effective du Groupe de Production.

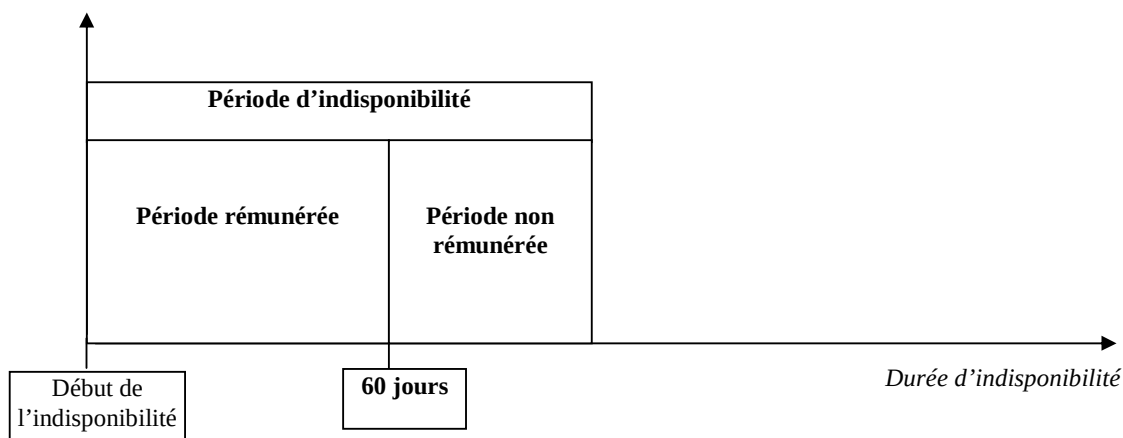
Le seuil d'indisponibilité D est fixé à 60 jours calendaires à l'exception des cas d'Indisponibilité Programmée supérieure à 60 jours et relevant des cas particuliers précisés ci-après. Dans ces derniers cas, D est égal à la durée prévisionnelle des travaux programmés déclarée au Planning de Référence en vigueur au début de l'arrêt (intégrant la prolongation d'arrêt annoncée pour les Groupes de Production Nucléaire, et la période d'essai pour les Groupes de Production Thermique à Flamme).

Les cas particuliers précités sont les suivants :

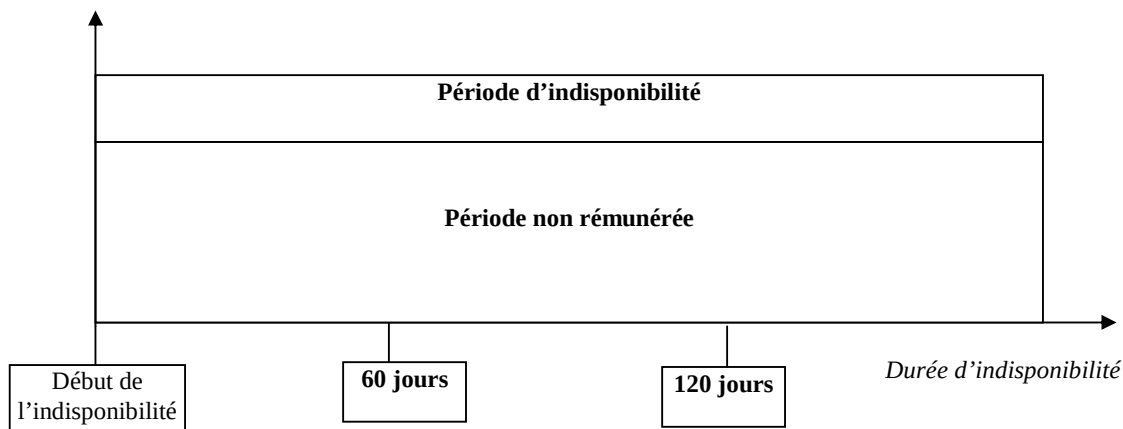
- Pour les Groupes de Production Nucléaire : visite annuelle ou visite décennale ou visite exceptionnelle pour remplacement de Générateur de Vapeur ;
- Pour les Groupes de Production Thermique à Flamme : visite décennale ou travaux de rénovation de contrôle commande ;
- Pour les Groupes de Production Hydraulique : vidange décennale d'un barrage de la vallée hydraulique à laquelle le Groupe de Production appartient ou travaux de rénovation d'ampleur (contrôle commande, démontage de groupe...).

Si la date de retour à la disponibilité du Groupe de Production, annoncée par le Responsable de Programmation, ne convient pas à RTE, les deux Parties se rapprochent en vue de définir une nouvelle date.

- Exemple de Groupe de Production indisponible 3 mois (cas général où le seuil est de 60 jours)



- Exemple de Groupe de Production indisponible 6 mois (cas général où le seuil est de 60 jours).



6.4.2 Règle de non cumul pour un Groupe de Production en Défaillance de Réglage et simultanément indisponible

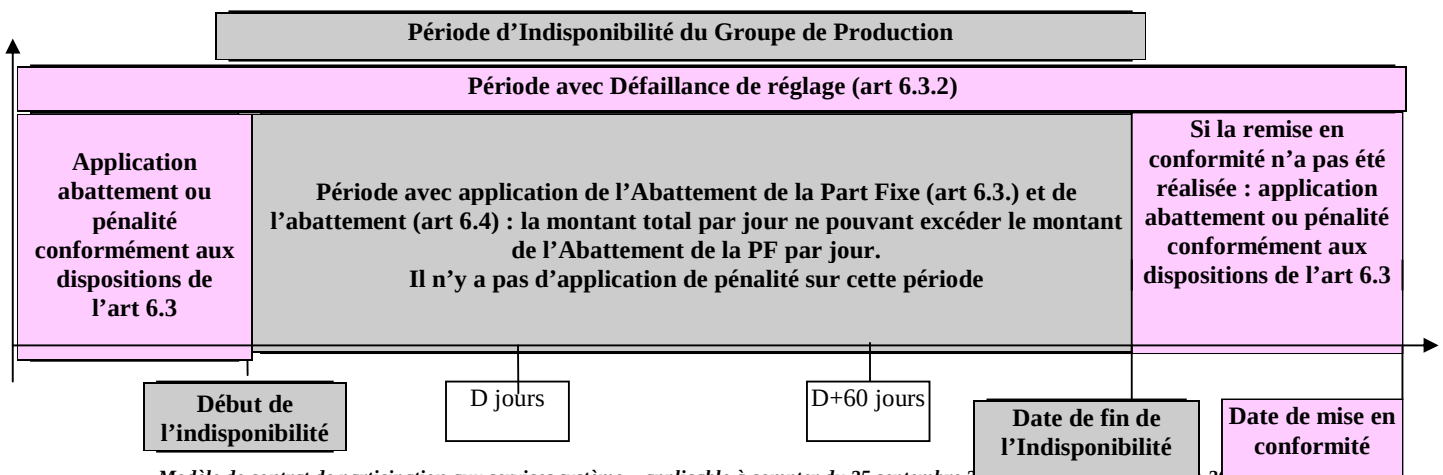
Dans le cas où un Groupe de Production est en Défaillance de Réglage à la date de début de son Indisponibilité, les dispositions particulières suivantes s'appliquent durant la période d'Indisponibilité :

- les modalités d'Abattement de la rémunération prévues à l'Article 6.4.1 s'appliquent (indisponibilités dépassant un délai convenu) ;
- aucune Pénalité n'est appliquée au titre de l'Article 6.3.4 sur la période comprise entre la date de début de l'Indisponibilité et la date de retour à la disponibilité du Groupe de Production.
- si la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité de la performance défaillante est postérieure à la date de début d'Indisponibilité du Groupe de Production, l'Abattement prévu dans l'Article 6.3.3 continue de s'appliquer jusqu'à la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité ;
- si la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité de la performance défaillante est antérieure à la date de début d'Indisponibilité du Groupe de Production et que la Mise en Conformité n'a pas été réalisée à cette date, alors un Abattement de la rémunération au titre de ce réglage est appliqué, selon les termes de l'Article 6.3.3, depuis la date de début jusqu'à la date de fin de l'indisponibilité ;
- la somme des Abattements appliqués ne pourra dépasser par jour le montant de l'Abattement de la Part Fixe du Groupe de Production, ramenée à une journée ;

Si RTE lui en fait la demande, le Responsable de Programmation lui Notifie les éléments techniques justifiant l'Indisponibilité Fortuite du Groupe de Production donnant lieu à application du paragraphe précédent. Si RTE est en désaccord sur cette justification, il sera fait application des dispositions de l'article 10.6. Dans ce cadre et dans l'hypothèse où la faute ou négligence du Responsable de Programmation est rapportée, les dispositions de l'Article 6.3.4 s'appliquent, en remplacement des Abattements prévus dans le présent Article 6.4, sur la période comprise entre la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité Notifiée et la date de Mise en Conformité effective du réglage.

Dans le cas d'incident grave ou retrait d'exploitation de longue durée tel que défini à l'article 6.2.5, les dispositions spécifiques de l'article 6.2.5 s'appliquent.

- *Exemple de Groupe de Production indisponible et pour laquelle les dispositions de l'article 6.4.2 s'appliquent (Mise en Conformité d'une Défaillance de Réglage non réalisée à la date de début d'indisponibilité).*



6.5 INDISPONIBILITE DU RESEAU PUBLIC DE TRANSPORT

Dans les cas d'Indisponibilité d'un Groupe de Production ou d'inaptitude totale ou partielle d'un Groupe de Production au Réglage de la Fréquence (respectivement au Réglage de la tension), liés directement à une Indisponibilité du RPT, aucun Abattement de la rémunération du Responsable de Programmation ou Pénalité au titre du Réglage de la Fréquence (respectivement au titre du Réglage de la Tension) n'est appliqué pour l'Indisponibilité ou la Défaillance de Réglage du (ou des) Groupe(s) de Production affecté(s) par l'Indisponibilité du Réseau Public de Transport.

7. FONCTIONNEMENT EN COMPENSATEUR SYNCHROME

La compensation synchrone caractérise la capacité d'un Groupe de Production à être couplé au RPT sans fournir de puissance active (dans ce mode de fonctionnement, le Groupe de Production consomme de l'énergie active), mais en fournissant/absorbant de la puissance réactive selon les besoins du RPT.

7.1 CONTRIBUTION DU RESPONSABLE DE PROGRAMMATION AU SERVICE DE COMPENSATION SYNCHROME

Les Groupes de Production figurant dans le tableau joint en Annexe 5 sont aptes à fonctionner en compensateur synchrone et participent au réglage de la tension.

Certains Groupes de Production aptes à fonctionner en compensation synchrone mais pour lesquels le Responsable de Programmation ne garantit pas le maintien de la fonction à terme, peuvent être ajoutés à l'Annexe 5, sous forme d'une liste complémentaire, à la demande de RTE et avec l'accord du Responsable de Programmation. Pour ces Groupes de Production en liste complémentaire, il n'y a pas d'engagement du Responsable de Programmation à les mettre en conformité en cas de Défaillance de Réglage. Le Responsable de Programmation peut Notifier leur retrait de l'Annexe 5, dès qu'il constate la non aptitude du Groupe de Production correspondant à la fonction compensation synchrone.

Le Responsable de Programmation peut modifier l'Annexe 5, sous réserve de l'accord de RTE. Cette modification a notamment lieu dans les cas suivants :

- Raccordement d'un nouveau Groupe de Production,
- Nouvelle aptitude d'un groupe déjà raccordé,
- Retrait du service ou retrait d'exploitation de longue durée d'un Groupe de Production,
- Incident grave tel que défini à l'article 6.2.5.

La modification est Notifiée par lettre recommandée avec demande d'avis de réception. Sauf avis contraire de la Partie destinatrice, elle prend effet à l'expiration d'un délai de 30 Jours à compter de la Notification.

7.2 REMUNERATION COMPLEMENTAIRE LIEE AU FONCTIONNEMENT EN COMPENSATEUR SYNCHRONES

Les Groupes de Production aptes à fonctionner en compensateur synchrone et participant au réglage de la tension sont listés en Annexe 5, Pour chacun d'entre eux, RTE verse au Responsable de Programmation :

- une rémunération égale au surcoût de la facture d'accès au RPT aux Points de Livraison des Groupes de Production concernés. Ce surcoût est calculé comme la somme :
 - de la part fixe du prix annuel et de la contribution tarifaire sur l'acheminement (CTA) payés par le Responsable de Programmation pour la sur-souscription de Puissance Souscrite, cette sur-souscription étant égale à la différence entre le besoin de Puissance Souscrite résultant du fonctionnement en compensation synchrone et le besoin évalué hors fonctionnement en compensation synchrone ;
 - de la part variable payée annuellement par le Responsable de Programmation, pour les heures de fonctionnement en compensateur synchrone pendant lesquelles le Point de Livraison ou le Point de Regroupement est en soutirage pur. L'énergie soutirée par chaque Groupe de Production est égale à 2,8% $P_{\max}$ des groupes hydrauliques et 1,5% $P_{\max}$ des groupes thermiques.
 - de la redevance de regroupement si un tel regroupement est nécessaire au fonctionnement en compensation synchrone.
- un forfait annuel rémunérant les coûts spécifiques associés au fonctionnement en compensateur synchrone. Ce forfait, ainsi que les paramètres qui ont servi de base à son établissement (coûts fixes, coûts proportionnels à la durée d'utilisation), sont précisés pour chaque Groupe de Production en Annexe 5.

Ce forfait est calculé sur la base d'un prix de remboursement de l'énergie active soutirée égal à 58,7 €/MWh pour les groupes hydrauliques et à 78,7 €/MWh pour les groupes thermiques. Si ce prix ne couvre pas a priori les coûts engendrés lors des périodes prévisionnelles de marche en compensation synchrone d'un Groupe de Production, les Parties peuvent convenir en Annexe 5 d'un prix spécifique pour ce Groupe de Production.

Ce forfait est payé par RTE par douzièmes mensuels. Son montant est révisé annuellement, au premier janvier de chaque année « n », à compter du 1^{er} janvier 2012, afin de tenir compte de l'application de la révision des prix mentionnée à l'article 5.4.3.

- La facture de l'année « n » est régularisée en janvier de l'année « n+1 » en fonction des durées d'utilisation réellement constatées.

7.3 ENVOI D'ORDRES EN TEMPS REEL

RTE peut demander au Responsable de Programmation une marche en compensateur synchrone d'un Groupe de Production non démarré et déclaré apte à ce fonctionnement en Annexe 5. Pour ce faire, il lui transmet un ordre de marche en compensateur synchrone, selon les modalités fixées dans la Convention d'Exploitation.

7.4 CONTROLE ET PENALITES LIES AU FONCTIONNEMENT EN COMPENSATEUR SYNCHRONE

Le chapitre 6 « Contrôle et Pénalités » s'applique aux Groupes de Production aptes à fonctionner en compensateur synchrone listés en Annexe 5, en tenant compte des particularités suivantes :

7.4.1 Défaillance de Réglage

La notion de Défaillance de Réglage s'applique à l'indisponibilité de la fonction compensateur synchrone. Elle est nommée par la suite « défaillance compensateur synchrone ».

En cas de défaillance compensateur synchrone, la part de réglage indisponible est égale à 100%.

Les performances demandées par RTE en Annexe 6 au titre du réglage de la tension ne sont pas contrôlées pendant les périodes de fonctionnement des Groupes de Production en compensateur synchrone.

En cas de constat de non-fonctionnement en compensateur synchrone d'un Groupe de Production figurant en Annexe 5, ce défaut n'ayant pas fait l'objet d'une déclaration au préalable par le Responsable de Programmation, RTE Notifie la Défaillance de Réglage en prenant comme Début de Défaillance la date du dernier fonctionnement effectif en compensateur synchrone du Groupe de Production concerné. Conformément à l'article 6.3.1 cette date ne peut toutefois être antérieure de plus de 60 jours à la date de Notification.

7.4.2 Montant de l'Abattement et de la Pénalité

En cas de défaillance compensateur synchrone les dispositions des articles 6.3.3 et 6.3.4 (Montant de l'Abattement et de la Pénalité) ne s'appliquent pas et sont remplacés par les dispositions suivantes :

L'Abattement est appliqué jusqu'à la Mise en Conformité de la Défaillance de Réglage si cette dernière a lieu avant la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité définie en 6.2.3, ou jusqu'à cette dernière date si la Mise en Conformité a eu lieu à cette date ou au-delà. Dans ce cas, l'Abattement est calculé mensuellement, pour les mois où la défaillance compensateur synchrone est constatée, en appliquant la formule suivante :

$$\text{Abattement mensuel (en Euros)} = J_{\text{def}} \times FCSj$$

J_{def} est le nombre de jours en défaillance compensateur synchrone dans le mois,

$FCSj$ est la rémunération journalière correspondant au forfait annuel du Groupe de Production en question figurant en Annexe 5 (en Euros), Elle est égale au forfait annuel divisé par le nombre de jour de l'année.

Si, à la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité, la Mise en Conformité n'a pas été réalisée, l'Abattement prévu au 6.3.3 est remplacé par une Pénalité au-delà de Date Prévisionnelle de Mise en Conformité. La Pénalité est calculée de la façon suivante :

$$\text{Pénalité mensuelle (en Euros)} = 5 \times J_{\text{pen}} \times FCSj$$

Jpen est le nombre de jours en défaillance compensateur synchrone dans le mois, au-delà de Date Prévisionnelle de Mise en Conformité.

En cas de défaillance compensateur synchrone dans une usine, les coûts fixes (coûts d'investissement et d'exploitation/maintenance liés aux équipements d'air comprimé) restent dus intégralement par RTE dès lors qu'au moins un Groupe de Production n'est pas en défaillance compensateur synchrone dans cette usine. Dans ce cas, ces coûts fixes ne sont pas couverts par les règles d'Abattement et de Pénalité définies dans le présent article 7.4.1.

7.4.3 Liste complémentaire

Les articles 6.2.3, 6.2.4 et 6.3.4 et les modifications qui leur sont apportés par le présent article 7 ne s'appliquent pas aux Groupes de Production faisant partie de la liste complémentaire de l'Annexe 5.

7.4.4 Indisponibilités des Groupes de Production dépassant un délai convenu

Le mécanisme d'Abattement de la rémunération pour les indisponibilités dépassant un certain délai (article 6.4.1) s'applique également au forfait annuel figurant dans le tableau de l'Annexe 5, que le Groupe de Production soit situé en zone sensible ou non.

7.4.5 Règle de non cumul

Une règle de non cumul spécifique à la fonction compensateur synchrone complète la règle de non-cumul précisée à l'article 6.4.2. Elle s'énonce de la façon suivante :

Dans le cas où un Groupe de Production est en défaillance compensateur synchrone à la date de début de son Indisponibilité, les dispositions particulières suivantes s'appliquent durant la période d'Indisponibilité :

- les modalités d'Abattement de la rémunération spécifiques à la fonction compensateur synchrone s'appliquent (indisponibilités dépassant un délai convenu, article 7.4.4) ;
- aucune Pénalité n'est appliquée au titre de l'article 7.4.2 sur la période comprise entre la date de début de l'Indisponibilité et la date de retour à la disponibilité du Groupe de Production ;
- si la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité de la performance défaillante est postérieure à la date de début d'Indisponibilité du Groupe de Production, l'Abattement à la fonction compensateur synchrone continue de s'appliquer jusqu'à la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité ;
- si la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité de la performance défaillante est antérieure à la date de début d'Indisponibilité du Groupe de Production et que la Mise en Conformité n'a pas été réalisée à cette date, alors l'Abattement de la rémunération spécifique à la fonction compensateur synchrone s'appliquent depuis la date de début jusqu'à la date de fin de l'indisponibilité.

La somme des Abattements appliqués ne pourra dépasser par jour le montant de l'Abattement du forfait annuel du Groupe de Production figurant dans le tableau de l'Annexe 5, ramené à une journée.

7.4.6 Montant maximal des Pénalités

RTE ne peut exiger du Responsable de Programmation des Pénalités dépassant un montant maximal.

Le montant maximal exigible sur une période de 12 mois est égal à la rémunération que le producteur aurait perçu en l'absence de défaillance compensateur synchrone, pour l'ensemble des groupes de production aptes au fonctionnement en compensateur synchrone et définis en Annexe 5.

La première période de 12 mois commence à la date de la première application d'une Pénalité. Si à l'issue de cette première période, il subsiste des Défaillances de réglage qui n'ont pas été mises en conformité dans les délais prévus, le montant maximal des Pénalités s'applique pour la période des 12 mois suivants et ce jusqu'à la date de fin du Contrat.

Le montant maximal des Pénalités à la date d'entrée en vigueur du présent Contrat est de Euros.

8. RETOUR D'EXPERIENCE ET SUIVI DU CONTRAT

8.1 RETOUR D'EXPERIENCE GLOBAL

Un retour d'expérience est mis en place par RTE avec l'ensemble des Responsables de Programmation :

- pour s'assurer que le processus de prescription des Réserves permet une répartition équitable entre les Responsables de Programmation ;
- pour évaluer l'intérêt de la mise en place de l'étape de prescription en J à 7 heures prévue à l'Article 4.3.11 ;
- pour assurer la transparence sur le calcul de la Réserve Secondaire, en particulier sur les variations entre les valeurs utilisées pour les étapes 1 et 2 du processus de prescription décrites à l'article 4.3.1.

Ce retour d'expérience est présenté aux Responsables de Programmation dans le cadre des instances de concertation de RTE, dans le respect des règles de confidentialité.

RTE fournit aux Responsables de Programmation les informations listées en Annexe 10.

8.2 RETOUR D'EXPERIENCE ET SUIVI DU CONTRAT AVEC LE RESPONSABLE DE PROGRAMMATION

RTE et le Responsable de Programmation se réunissent régulièrement, ou à l'initiative de l'une ou l'autre des parties, et au moins une fois par an pour analyser les conditions d'application du Contrat et établir un retour d'expérience commun.

Les modalités de ce suivi du Contrat sont détaillées en Annexe 10.

A la demande du Responsable de Programmation, un retour d'expérience annuel sur les valeurs et pentes de variation du signal RST (k), par point pilote, sera effectué par RTE et présenté au Responsable de Programmation.

9. FACTURATION ET PAIEMENT

9.1 CONDITIONS DE FACTURATION

9.1.1 *Etablissement et envoi des factures*

Le Responsable de Programmation établit mensuellement deux factures au titre de sa participation aux Services Systèmes (une au titre du réglage de la fréquence et l'autre au titre du réglage de la tension) en application des articles 4.4.1, 4.4.2, 5.4 et 7.2, sur la base des données transmises par RTE. La facture au titre du Mois M est adressée à RTE au plus tard le dernier Jour du Mois M+2.

RTE établit mensuellement l'éventuelle facture des indemnités dues en application de l'article 4.4.3. La facture au titre du mois M est adressée au Responsable de Programmation au plus tard le dernier Jour du mois M+2.

RTE établit trimestriellement l'éventuelle facture des Abattements et Pénalités en application des articles 6.3, 6.4 et 7.4. La facture au titre des Mois M à M+2 est adressée au Responsable de Programmation au plus tard le dernier Jour du Mois M+4.

Les montants sont facturés en euros (€) et arrondis au centime d'euro (c€) le plus proche.

9.1.2 *Modalités de contestation des factures*

Toute réclamation relative à une facture doit être Notifiée à la Partie qui l'a émise dans un délai de 30 Jours calendaires à compter de son émission.

Le destinataire répond à cette contestation dans un délai de 30 Jours calendaires à compter de sa réception.

La Notification d'une réclamation n'a pas pour effet de suspendre l'obligation de régler les sommes facturées.

9.2 CONDITIONS DE PAIEMENT

9.2.1 *Adresse de facturation*

Les Parties désignent ci-après leur adresse de facturation :

- Adresse de facturation du Responsable de Programmation :

.....

- Adresse de facturation de RTE pour le réglage de la fréquence et de la tension :

*RTE Service Comptabilité et Fiscalité
Site de Nanterre
Immeuble Le Fontanot
29, rue des trois Fontanots
92024 Nanterre*

Chaque Partie Notifie à l'autre tout changement d'adresse de facturation. Ce changement prend effet le 1^{er} du mois suivant la Notification.

9.2.2 Délai de Paiement

Le Responsable de Programmation paye à RTE le montant de la facture par virement bancaire au plus tard 30 Jours suivant sa date de réception.

RTE paye au Responsable de Programmation le montant de la facture par virement bancaire au plus tard 30 Jours suivant sa date de réception.

9.2.3 Pénalités prévues en cas de non-paiement

A défaut de paiement intégral dans le délai prévu pour leur règlement, les sommes dues sont majorées de plein droit, et sans qu'il soit besoin d'une mise en demeure, de pénalités calculées sur la base du taux d'intérêt appliqué par la Banque Centrale Européenne à son opération de refinancement la plus récente majoré de 7 points, en vigueur à la date d'émission de la facture, appliqué au montant de la créance (montant de la facture TTC hors minoration prévue à l'article 9.2.2). Cet intérêt est calculé à partir de la date d'échéance jusqu'à la date de paiement effectif de la facture. Toutefois, ces pénalités ne peuvent être inférieures à un minimum de perception fixé à 100 € hors taxes.

Si le paiement intégral de toutes les sommes dues au titre du Contrat n'est pas intervenu dans un délai de 30 jours calendaires à compter de l'expiration du délai prévu à l'article 9.2.2, le créancier peut résilier de plein droit le Contrat, 15 jours calendaires après l'envoi d'une lettre recommandée avec demande d'avis de réception au débiteur. Nonobstant la résiliation, le créancier pourra exercer toute voie et moyen de droit à l'encontre du débiteur afin de recouvrer les sommes dues.

10. CONDITIONS GENERALES D'EXECUTION

10.1 FORCE MAJEURE

Un événement de force majeure désigne tout événement irrésistible, imprévisible et extérieur, rendant impossible l'exécution de tout ou partie des obligations contractuelles de l'une ou l'autre des Parties.

En outre, en application de l'article 19 du Cahier des Charges du RPT, les circonstances exceptionnelles suivantes sont assimilées par les Parties à des événements de force majeure :

- les destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats, atteintes délictuelles ;
- les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des tiers, tels que les incendies, explosions, chutes d'avion ;
- les catastrophes naturelles au sens de la loi n° 82-600 du 13 juillet 1982 modifiée ;

- l'indisponibilité soudaine, fortuite et simultanée de plusieurs installations de production raccordées au Réseau Public de Transport, dès lors que la puissance indisponible est supérieure à ce que l'application des règles de sûreté mentionnées à l'article 28 du Cahier des Charges du RPT prévoit ;
- les mises hors service d'ouvrages décidées par les pouvoirs publics pour des motifs de sécurité publique ou de police dès lors que cette décision ne résulte pas du comportement ou de l'inaction du concessionnaire ;
- les phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle au regard de leur impact sur les réseaux.

Les Parties n'encourent aucune responsabilité et ne sont tenues d'aucune obligation de réparation des dommages subis par l'une ou l'autre du fait de l'inexécution ou de l'exécution défectueuse de tout ou partie de leurs obligations contractuelles, lorsque cette inexécution ou cette exécution défectueuse a pour cause la survenance d'un événement de force majeure ou assimilé, conformément à l'article 19 du Cahier des Charges précité.

La Partie qui désire invoquer l'événement de force majeure ou assimilé, conformément à l'article 19 du Cahier des Charges précité informe l'autre Partie dans les meilleurs délais, en précisant la nature de l'événement de force majeure invoqué et sa durée probable.

Toute Partie qui invoque un événement de force majeure a l'obligation de mettre en œuvre tous les moyens dont elle dispose pour en limiter sa portée et sa durée.

10.2 CLAUSE D'ADAPTATION

Les Parties s'engagent à modifier par avenant le Contrat afin d'y intégrer les modifications éventuelles qui seront apportées à la trame type élaborée par RTE dans le cadre de la procédure de concertation prévue à l'article 35 du cahier des charges du RPT, et visant :

- soit à rendre cette trame conforme aux nouvelles règles en vigueur, notamment celles de l'ENTSO-E ;
- soit à rétablir l'équilibre contractuel suite à une modification substantielle de l'environnement légal, réglementaire ou économique du Contrat, notamment suite à l'adoption d'un nouveau tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité ayant des conséquences sur la rémunération du Responsable de Programmation pour ses contributions au réglage de la fréquence et au réglage de la tension.

10.3 CESSION

Le présent Contrat est incessible, sauf accord préalable écrit de RTE.

En cas de modification de l'un des éléments de la personnalité morale du Responsable de Programmation (dénomination sociale, capital, siège social, forme de la société, etc.), le Responsable de Programmation s'engage à en informer RTE.

Dans l'hypothèse d'une disparition de la personnalité morale du Responsable de Programmation (fusion, absorption, scission), le Responsable de Programmation en informe RTE, avec un préavis de 30 Jours calendaires, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception. Le Contrat est transféré à la société absorbante ou nouvellement créée si, dans les 7 Jours calendaires suivant la réception de la lettre recommandée l'en informant, RTE ne Notifie pas au Responsable de Programmation son refus motivé d'un tel transfert. En cas de refus motivé par RTE du transfert des contrats à la société absorbante ou nouvellement créée

et si cette dernière souhaite en bénéficier, RTE et la société absorbante ou nouvellement créée se rencontreront dans les plus brefs délais pour tenter de régler leur différend.

10.4 RESILIATION

Si l'une des Parties n'a pas réglé l'ensemble des sommes dues à l'autre Partie alors que le délai de 30 Jours mentionné au deuxième alinéa de l'Article 9.2.3 imparti est expiré et qu'une mise en demeure adressée au débiteur par le créancier est demeurée sans effet à l'expiration d'un délai de 15 Jours Ouvrables à compter de ladite mise en demeure, le créancier peut résilier le Contrat par l'envoi à l'autre Partie d'une lettre recommandée avec demande d'avis de réception. La résiliation, qui n'ouvre pas droit à indemnité au profit du débiteur, prend effet à l'expiration d'un délai de 15 jours calendaires à compter de la réception de ladite lettre recommandée. Les sommes non réglées à la date d'effet de la résiliation restent dues.

Par ailleurs, le Contrat peut être résilié par l'une ou l'autre des Parties, par l'envoi à l'autre Partie d'une lettre recommandée avec demande d'avis de réception, si un Evénement de Force Majeure se prolonge au-delà de 6 mois à compter de sa survenance. La résiliation, qui n'ouvre pas droit à indemnité, prend effet à l'expiration d'un délai de 8 Jours Ouvrables à compter de la Notification.

10.5 CONFIDENTIALITE

10.5.1 Nature des informations confidentielles

En application de l'article L111-72 du code de l'énergie, RTE est tenu de préserver la confidentialité des informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique dont la communication serait de nature à porter atteinte aux règles de concurrence libre et loyale et de non-discrimination imposées par le code. La liste de ces informations et les conditions de leur utilisation sont fixées par le décret n° 2001-630 du 16 juillet 2001.

Pour les informations non visées par ce décret, chaque Partie détermine, par tout moyen à sa convenance, celles, de tout type et sur tout support, qu'elle considère comme confidentielles.

10.5.2 Contenu de l'obligation de confidentialité

Sans préjudice des dispositions réglementaires et légales précitées, la Partie destinataire d'une information confidentielle ne peut l'utiliser que dans le cadre de l'exécution du Contrat et ne peut la communiquer à des tiers sans l'accord préalable et écrit de l'autre Partie et sous réserve que tout tiers, destinataire d'une information confidentielle, prenne les mêmes engagements de confidentialité que ceux définis au présent article.

A ce titre, la Partie destinataire d'une information confidentielle s'engage à prendre, vis-à-vis de ses salariés, des sous-traitants et de toute personne physique ou morale qu'elle mandate pour participer à l'exécution du Contrat, toutes les mesures utiles, notamment contractuelles, pour faire respecter par ceux-ci la confidentialité des informations dont ils pourraient avoir connaissance. Elle prend, en outre, toutes les dispositions utiles pour assurer la protection physique de ces informations, y compris lors de l'archivage de celles-ci.

Chaque Partie Notifie à l'autre Partie, dans les plus brefs délais, toute violation ou présomption de violation des obligations découlant du présent article.

Les obligations résultant du présent article ne s'appliquent pas si la Partie destinataire d'une information confidentielle apporte la preuve que celle-ci, au moment de sa communication, était déjà accessible au public ou que depuis sa communication, cette information a été reçue par elle, d'un tiers, licitement, sans violation des dispositions du présent article.

10.5.3 Durée de l'obligation de confidentialité

Les Parties s'engagent à respecter le présent engagement de confidentialité pendant une durée de 5 ans après l'expiration ou la résiliation du Contrat.

10.6 CONTESTATIONS ET REGLEMENT DES LITIGES

En cas de contestation relative à l'interprétation ou l'exécution du Contrat, les Parties s'engagent à se rencontrer en vue de rechercher une solution amiable.

A cet effet, la Partie demanderesse adresse à l'autre Partie, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, une Notification précisant :

- La référence du Contrat (titre et date de signature),
- L'objet de la contestation,
- La proposition d'une rencontre en vue de régler à l'amiable le litige.

A défaut d'accord à l'issue d'un délai de 30 Jours à compter de la Notification susvisée, l'une ou l'autre des Parties peut saisir le comité de règlement des différends et des sanctions conformément à l'article L134-19 du code de l'énergie.

10.7 NOTIFICATIONS

Toutes les Notifications au titre du Contrat sont faites par écrit soit par remise en mains propres contre reçu, soit par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, soit par télécopie, soit encore par courrier électronique avec accusé de réception.

La date de Notification est réputée être :

- La date mentionnée sur le reçu pour une remise en main propre en Jour Ouvré ou le Jour Ouvré suivant la date de remise si cette date ne correspond pas à un Jour Ouvré;
- La date de l'avis de réception pour une lettre recommandée avec demande d'avis de réception ;
- La date de l'avis d'émission pour une télécopie, si cette télécopie est transmise avant 18h00 un Jour Ouvré, ou, dans le cas contraire, le Jour Ouvré suivant la transmission ;
- La date de réception du courrier électronique, si celui-ci est transmis avant 18h00 un jour Ouvré ou, dans le cas contraire, le Jour Ouvré suivant la date de réception.

10.8 TERRITORIALITE

Le Contrat est applicable sur l'ensemble du territoire français métropolitain. Il ne produit pas d'effet dans les départements et territoires d'outre-mer et en Corse.

10.9 DROIT APPLICABLE ET LANGUE DU CONTRAT

Le Contrat est régi par le droit français.

Nonobstant toutes traductions qui pourraient en être faites, signées ou non, la langue faisant foi pour son interprétation ou son exécution est le français.

10.10 CORRESPONDANTS

	Pour RTE	Pour le Responsable de Programmation
Interlocuteurs	_____ Département Commercial	_____
Adresse	Tour Initiale, 1 terrasse Bellini, TSA 41000 92919 Paris La Défense Cedex	_____ _____
Téléphone	+33 1 41 02 ____ +33 1 41 02 ____	+ ____ _
Télécopie	+33 1 41 02 10 79	+ ____ _
E-mail	____@rte-france.com	____@____.

ANNEXE 1 - LISTE DES ESSY PARTICIPANT AU REGLAGE PRIMAIRE ET AU REGLAGE SECONDAIRE DE LA FREQUENCE

Pour toutes les installations de production, à l'exception de celles mettant en œuvre de l'énergie éolienne ou photovoltaïque

(1) Pour les groupes de production dont la régulation est basée sur un asservissement à l'ouverture, la valeur fournie correspond au gain minimal.

Groupes de production	Pmax (MW)	Nom ESSY	Participation au réglage primaire	Participation au réglage secondaire	Gain de réglage primaire (MW/Hz) (1)	Asservissement du régulateur (de puissance, à l'ouverture)	Famille vis à vis de la performance F6 (groupes participant au RSFP) Famille 1: $T_{eq} \leq 60$ s Famille 2: $T_{eq} \leq 100$ s
XXXX	XXX	XXXXXT 1	OUI	OUI	A compléter	A compléter	A compléter

Valeur maximale de la prescription initiale pour la zone France correspondant aux capacités constructives des Groupes de Production participant au réglage considéré :

Réglage primaire : _____

Réglage secondaire : _____

Pour les installations de production mettant en œuvre de l'énergie éolienne ou photovoltaïque

SANS OBJET TANT QU' AUCUN GROUPE EOLIEN OU PV NE PARTICIPE AU REGLAGE DE LA FREQUENCE.

ANNEXE 2 - REGLES DIVERSES : ARRONDIS, DEFINITION DES TRIPLETS LORS DES AJUSTEMENTS, DECLARATION DES INAPTITUDES TEMPORAIRES

Pour toutes les installations de production, à l'exception de celles mettant en œuvre de l'énergie éolienne ou photovoltaïque

La présente annexe décrit les règles d'arrondi utilisées dans le calcul de la rémunération, ainsi que les règles de définition des triplets demandés par RTE lors des ajustements et les modalités de déclaration des inaptitudes temporaires.

1. REGLES RELATIVES AUX ARRONDIS

1.1 Réglage de la fréquence

Tous les prix de référence (en €/MWh ou €/MW) sont ceux figurant dans le protocole (prix forfaitaire de la capacité de réglage, indemnité de non respect de la prescription, prix EPEX, indemnité pleine, prix forfaitaire de l'énergie produite/économisée).

Les prix unitaires utilisés pour le calcul de la rémunération sont les prix de référence du contrat, multipliés par le coefficient de révision des prix (arrondi à cinq chiffres après la virgule), puis arrondis à trois chiffres après la virgule.

Exemple d'arrondi sur les prix unitaires pour 2004 :

	Tarif 2002 (prix de référence)	Coefficient de Révision des prix f/P 2004	Nbre de chiffres après la virgule pour l'arrondi	Prix 2004 (prix unitaire)
Réglage de la fréquence				
énergie produite ou économisée au titre du RSFP	8	1,05073	3	8,406
capacité (prescription définitive)	6,92	1,05073	3	7,271

Tous les volumes sont arrondis à un chiffre après la virgule (Prescription, Programme d'Appel Initial, Programme d'Appel Définitif, Programme de Marche Définitif).

Toutes les valorisations sont arrondies à deux chiffres après la virgule.

Les niveaux moyens du signal de réglage secondaire (compris entre – 100 et + 100) sont arrondis à l'entier le plus proche.

Tous les arrondis sont faits suivant la règle du 0-1-2-3-4 et 5-6-7-8-9 (à la valeur la plus proche).

La rémunération qui sert de référence pour l'établissement de la facture est la rémunération par pas demi-horaire arrondie à deux chiffres après la virgule (par exemple, pour 2004 : rémunération = volume x Prix 2004).

La rémunération mensuelle est la somme des rémunérations par pas demi-horaire calculées et arrondies selon les règles précédentes.

1.2 Réglage de la tension

Les Q+ et Q- sont arrondis à un chiffre après la virgule conformément aux valeurs figurant en Annexe 3.

Le coefficient de révision des prix est arrondi à cinq chiffres après la virgule : par exemple, le coefficient de révision des prix pour 2003 est 1,01466.

Le coefficient de révision des prix est appliqué à la rémunération mensuelle de la part fixe et variable de chaque groupe (et non pas globalement à la fin du calcul),

L'affichage de la rémunération mensuelle d'un groupe est arrondi à deux chiffres après la virgule dans le tableau de restitution envoyé par RTE au Responsable de Programmation mais la somme de la rémunération de tous les groupes d'une URSE est faite en conservant la précision machine pour les données élémentaires de rémunération par groupe (mêmes règles d'arrondi et d'affichage qu'Excel).

2. DEFINITION DES TRIPLETS DEMANDES PAR RTE LORS DES AJUSTEMENTS

2.1 Triplets demandés pour les EDA

En fonction des technologies des Groupes de Production du Responsable de Programmation (nucléaire, thermique à flamme, hydraulique...), cet article précise les points suivants :

2.1.1 Données utilisées pour le calcul

[A préciser en fonction de la technologie du Groupe de Production]

2.1.2 Détermination des points de fonctionnement des EDP

[A préciser en fonction de la technologie du Groupe de Production]

2.1.3 Calcul des contributions aux réglages des EDP

[A préciser en fonction de la technologie du Groupe de Production]

3. DECLARATION DES INAPTITUDES TEMPORAIRES

Pour les Responsables de Programmation disposant en Annexe 1 de moins de 5 ESSY participant à l'un des réglages, ce paragraphe décrit la liste des cas d'inaptitudes et les modalités de déclaration associées (par exemple, décrit dans le CT_PROD5 ou en commentaire dans les fichiers PAP2).

Pour les installations de production mettant en œuvre de l'énergie éolienne ou photovoltaïque

La présente annexe décrit les règles d'arrondi utilisées dans le calcul de la rémunération.

Réglage de la tension

Les Q+ et Q- sont arrondis à un chiffre après la virgule conformément aux valeurs figurant en Annexe 3,

Le coefficient de révision des prix, est arrondi à cinq chiffres après la virgule: par exemple le coefficient de révision des prix pour 2003 est 1,01466.

Le coefficient de révision des prix est appliqué à la rémunération mensuelle de la part fixe et variable de chaque groupe (et non pas globalement à la fin du calcul),

L'affichage de la rémunération mensuelle d'un groupe est arrondi à deux chiffres après la virgule dans le tableau de restitution envoyé par RTE au Responsable de Programmation mais la somme de la rémunération de tous les groupes d'une URSE est faite en conservant la précision machine pour les données élémentaires de rémunération par groupe (mêmes règles d'arrondi et d'affichage qu'Excel).

ANNEXE 3 - GROUPES DE PRODUCTION PARTICIPANT AU REGLAGE DE LA TENSION

Pour toutes les installations de production, à l'exception de celles mettant en œuvre de l'énergie éolienne ou photovoltaïque

Pour tout Groupe de Production appartenant à l'Annexe 3, sa plage de réactif est définie en Mvar de la façon suivante :

- Q+ = valeur maximale de la puissance réactive fournie par le Groupe de Production au Point de Livraison selon la ZEC RPT du diagramme UQ tracé à Pc0max ou 0,8 Pmax (ou, à défaut des diagrammes précédents, de celui à Pmax ; cas par exemple des groupes pompes) et corrigée d'un facteur $KQ+ = 1,048$.
- Q- = valeur minimale de la puissance réactive absorbée par le Groupe de Production au Point de Livraison selon la ZEC RPT du diagramme UQ tracé à Pc0max ou 0,8 Pmax. (ou, à défaut des diagrammes précédents, de celui à Pmax ; cas par exemple des groupes pompes) corrigée d'un facteur $KQ- = 0,655$.

A défaut de tracé de la ZEC RPT dans les diagrammes UQ fourni par le Responsable de Programmation, la plage de réactif du Groupe de Production est calculée selon la méthode précédente en prenant comme référence la ZFN RPT en lieu et place de la ZEC RPT.

Groupe de Production	Puissance active maximale Pmax (MW)	Durée d'utilisation annuelle (groupes non équipés de dispositifs de transmission de données) (nombre d'heures/an)	Capacité maximale de la ZEC RPT à Pc0max ou 0,8Pmax (ou Pmax pour les groupes pompes)		Plage à rémunérer (au Point de Livraison)		Type de réglage Primaire (RPT) ou secondaire (RST, RSCT)	Zone de sensibilité vis à vis du réactif	
			Max en fourniture (Mvar)	Max en absorption (Mvar)	Puissance fournie Q+(Mvar)	Puissance absorbée Q-(Mvar)		Normale	Sensible
XXXXT 1	xxx		+xxx	- xxx	+ xxx	- xxx	RST		X

Pour les installations de production mettant en œuvre de l'énergie éolienne ou photovoltaïque

Les installations soumises à l'arrêté du 4 juillet 2003 ou celles soumises à l'arrêté du 23 avril 2008 et dont la puissance est inférieure à 50 MW, qui bénéficient d'une dérogation de fourniture de réactif à faible puissance, peuvent être rémunérées au titre du Contrat dans la mesure où leurs capacités de réglage en réactif sont conformes à l'arrêté à partir d'une puissance active injectée au point de livraison inférieure ou égale à 10% de la Pmax figurant dans le tableau ci-après.

La notion de Groupe de Production définie dans le Contrat s'applique à l'ensemble de l'installation de production telle que définie dans le Contrat d'Accès au Réseau de Transport (CART) et non pas aux générateurs élémentaires constituant l'installation (ex : onduleurs ou éoliennes).

La notion de « couplage », utilisée dans le Contrat pour calculer la part variable de la rémunération correspond à la période de mise à disposition de RTE des capacités de réglage en réactif :

- Pour les installations soumises aux arrêtés raccordement du 4 juillet 2003 ou du 23 avril 2008 sans dérogation particulière, cette période correspond à la mise à disposition de RTE des capacités de réglage en réactif lorsque l'installation injecte (puissance active au point de livraison ≥ 0) ;
- Pour les installations soumises à l'arrêté du 4 juillet 2003 ou celles soumises à l'arrêté du 23 avril 2008 et dont la puissance est inférieure à 50 MW, qui bénéficient de plus d'une dérogation de fourniture de réactif à faible puissance, cette période correspond à la mise à disposition de RTE des capacités de réglage en réactif lorsque la puissance active injectée au point de livraison est supérieure à la puissance pour laquelle les capacités de réglage en réactif sont conformes à l'arrêté.

Une durée forfaitaire annuelle de mise à disposition du réglage est définie dans le tableau ci-après. Cette valeur est initialisée à partir des données de fonctionnement déclarées au niveau du contrat de gestion prévisionnelle, éventuellement abattue des périodes où la dérogation de fourniture de réactif à faible puissance s'applique (pour les installations de production qui bénéficient d'une telle dérogation). Des modifications de cette valeur peuvent être convenues par voie d'avenant.

Un coefficient de disponibilité est défini dans le tableau ci-après. Il permet de tenir compte, tant dans le calcul de la rémunération qu'au niveau des performances contrôlées, du fait qu'en moyenne, un certain nombre de générateurs élémentaires (ex : onduleurs ou éoliennes) sont indisponibles, en particulier lors d'aléas fortuits ou d'actions de maintenance.

La plage de réactif du Groupe de Production est définie en Mvar de la façon suivante :

- Q+ = valeur maximale de la puissance réactive fournie par le Groupe de Production au Point de Livraison selon la ZEC RPT du diagramme UQ (tracé à 33% de Pmax pour la production éolienne, à 66% de Pmax pour la production photovoltaïque), le tout multiplié par un facteur KQ+ = 1,048 et par le coefficient de disponibilité.
- Q- = valeur minimale de la puissance réactive absorbée par le Groupe de Production au Point de Livraison selon la ZEC RPT du diagramme UQ (tracé à 33% de Pmax pour la production éolienne, à 66% de Pmax pour la production photovoltaïque), le tout multiplié par un facteur KQ- = 0,655 et par le coefficient de disponibilité.

Groupe de Production	Puissance active maximale retenue pour le calcul de la rémunération Pmax (MW)	Durée forfaitaire annuelle de mise à disposition du réglage (nombre d'heures/an)	Capacité maximale de la ZEC RPT à 33% pour l'éolien et 66% pour le PV		Plage à rémunérer (au Point de Livraison)		Type de réglage Primaire (RPT) ou secondaire (RST, RSCT)	Zone de sensibilité vis à vis du réactif		Coefficient de disponibilité
			Max en fourniture (Mvar)	Max en absorption (Mvar)	Puissance fournie Q+(Mvar)	Puissance absorbée Q-(Mvar)		Normale	Sensible	
XXXXT 1	xxx		+ xxx	- xx	+ xxx	- xxx	RPT		X	0,xx

ANNEXE 4 - CARTE DES ZONES SENSIBLES ET NORMALES VIS-A-VIS DU REACTIF



Légende :

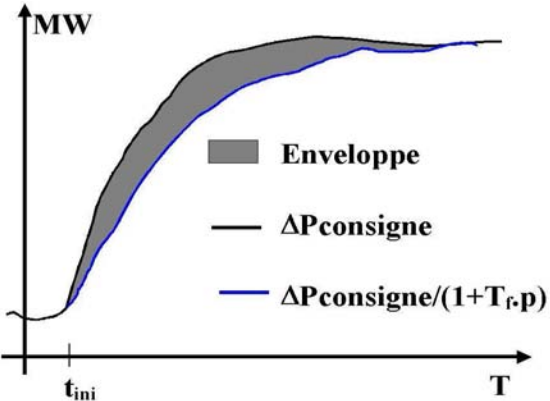
En jaune (clair) : zone normale
En marron (sombre) : zone sensible

**ANNEXE 5 - GROUPES DE PRODUCTION APTES AU
FONCTIONNEMENT EN COMPENSATEUR SYNCHRONE ET
REMUNERATION FORFAITAIRE ASSOCIEE**

Nom du groupe apte à fonctionner en compensateur synchrone	Pmax (MW)	Rémunération Fixe (€)	Rémunération par heure d'utilisation (€/h)	Nombre d'heure d'utilisation annuel (h)	Forfait annuel (€/an)
XXXXXT 1					

ANNEXE 6 - PERFORMANCES MESUREES PAR RTE ET SEUILS DE NOTIFICATION

REGLAGE DE LA FREQUENCE

	Performance demandée par RTE au niveau des Groupes de Production	Critère de contrôle et Seuil à partir duquel l'écart est notifié	Part de réglage indisponible	Précisions
Réglage primaire de fréquence				
F2	<u>Maintien de la fourniture de puissance lors d'une excursion de fréquence</u> Maintien de la fourniture de puissance pendant au moins 15 min lors d'une excursion de fréquence.	La performance est évaluée sur les deux cas usuels identifiés suivants : - Cas 1 : stimulus décrit dans le critère F4 ; - Cas 2 : excursion d'amplitude minimale de 50 mHz sur une durée minimale de 120 s (ex : enclenchements tarifaires). Critère de contrôle : Lors d'une variation de fréquence, soit $\Delta P_{\text{enveloppe}}$ l'enveloppe des deux réponses $\Delta P_{\text{consigne}}$ et $\Delta P_{\text{consigne}}/(1+T_f.p)$ (cf. schéma ci-dessous), où T_f vaut 20 s pour les groupes thermiques et 100 s pour les groupes hydrauliques. $\Delta P_{\text{consigne}} = \min [K.(F(t)-F(t_{\text{ini}})), RP-K.(50- F(t_{\text{ini}}))]$ 	33% s'applique uniquement si F3 est respectée (non cumul)	La réponse instantanée théorique attendue au titre du réglage primaire correspond à $K.\Delta f$ (K = gain de réglage primaire f/P) limitée à la hausse comme à la baisse par la capacité de réglage primaire figurant au programme de marche du groupe en question (cette dernière reprenant les capacités déclarées par le responsable de programmation en J-1 ou en J). Les valeurs de K sont les valeurs données en annexe 1.

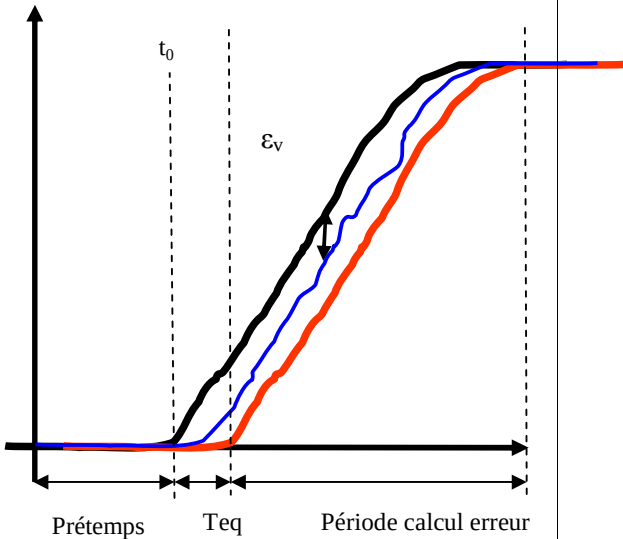
		Pour l'hydraulique, l'effet du RSFP est pris en compte suivant la formule : $\Delta P_{\text{consigne}} = \min [K.(F(t)-F(t_{\text{ini}})) + Pr.(N(t)-N(t_{\text{ini}})) ; RP + RS - K.(50-F(t_{\text{ini}})) - Pr.N(t_{\text{ini}})]$. RP et RS (Pr est égal à RS) sont les réserves primaire et secondaire figurant au programme de marche. Lors d'une variation négative (resp. positive) de la fréquence, le groupe est en écart élémentaire si la réponse mesurée se situe en dessous (resp. au dessus) de l'enveloppe -q (resp. +q) pendant plus de 25 % du temps d'observation, q étant l'erreur liée à la quantification du signal de mesure. La période d'observation est comprise entre l'instant initial d'observation t_{ini} et $t_{\text{ini}} + 900s$ où t_{ini} est défini par : - Cas 1 : l'instant d'occurrence de la perturbation ; - Cas 2 : le dernier instant à 50 Hz précédant l'excursion de 50 mHz. Il y a notification si le groupe est trouvé en écart élémentaire au moins trois fois sur une durée de 1 an. RTE peut alerter dès les premiers écarts élémentaires. Ce critère ne s'applique pas pendant les périodes suivantes : - fonctionnement en mode direct des groupes thermiques ; - fonctionnement en RSFP pour le parc thermique ; - fonctionnement en variation de charge.		
F3	Gain de réglage primaire f/P Gain mesuré conforme au gain convenu. Le gain doit être tel que la contribution réellement mise à disposition de RTE doit pouvoir être libérée pour tout écart de fréquence d'amplitude ≥ 200 mHz.	Définition de l'écart élémentaire : l'écart élémentaire est la différence algébrique entre la valeur convenue contractuellement (en MW/Hz) et la valeur estimée par RTE sur la base des mesures réalisées par RTE au point de livraison. L'écart élémentaire est positif lorsque la valeur calculée est plus petite que la valeur convenue contractuellement. Il y a Notification d'écart si le temps passé en écart élémentaire positif, d'amplitude supérieure à 20 % de la valeur convenue contractuellement, est supérieur à 10% du temps de fonctionnement en réglage primaire du Groupe de Production concerné sur la période d'observation. La période d'observation est comprise entre 1 à 6 mois et comprend plus de 200 heures de fonctionnement du groupe en réglage primaire (10 heures pour les TAC) et exclut les périodes où le groupe est en variation de charge. Pour les groupes asservis à l'ouverture, les écarts détectés par RTE sont signifiés, en première étape, sous forme d'alerte. Il y a Notification si les Parties confirment l'écart à la suite d'une analyse commune.	Temps passé en écart élémentaire compris : entre 10 et 30% : 50% supérieur à 30% : 100% Seuil d'alerte par RTE : temps passé en écart élémentaire: > 7%	Les gains des groupes sont précisés au sein de l'Annexe 1. Le mode d'asservissement habituel y est précisé pour les groupes hydrauliques et thermiques à flamme. Pour les groupes asservis à l'ouverture, le Responsable de Programmation précise la valeur minimale du gain.

F4a	Dynamique de réponse attendue en réglage primaire (Groupes thermiques) La dynamique de la variation attendue en réglage primaire fréquence/puissance doit être au moins aussi rapide qu'une constante de temps de 20s lorsque le groupe est en asservissement de puissance électrique.	Critère de contrôle : 1) Alerte L'alerte sera effectuée en utilisant l'outil CDP PROD. Le critère est contrôlé lors d'une variation de fréquence d'amplitude supérieure à 35 mHz et de pente minimale de 3,5 mHz/s. Sur cette variation de fréquence, soit $\Delta P_{\text{enveloppe}}$ l'enveloppe des deux réponses $\Delta P_{\text{consigne}}$ et $\Delta P_{\text{consigne}}/(1+T_f.p)$, où T_f vaut 20 s $\Delta P_{\text{consigne}} = \min [K.(F(t)-F(t_{\text{ini}})), RP-K.(50- F(t_{\text{ini}}))]$ RP est la réserve primaire figurant au programme de marche. Lors d'une variation négative (resp. positive) de la fréquence, le groupe est en écart élémentaire si la réponse mesurée se situe en dessous (resp. au dessus) de l'enveloppe -q (resp. +q) pendant plus de 25 % du temps d'observation. La période d'observation est comprise entre l'instant initial d'observation t_{ini} et $t_{\text{ini}}+120s$. t_{ini} est l'instant d'occurrence de la perturbation. q est l'erreur liée à la quantification du signal de mesure. Il y a alerte si le groupe est trouvé en écart élémentaire au moins trois fois sur une durée de 1 an. Ce critère ne s'applique pas pendant les périodes suivantes : - fonctionnement en mode direct ; - fonctionnement en RSFP ; - fonctionnement en variation de charge. 2) Notification La notification a lieu si l'alerte est confirmée lors d'essais spécifiques. Lors d'une variation de fréquence constituée d'une rampe de $\Delta f = 50$ mHz en 10 s à la baisse suivie d'un régime stabilisé, la réserve primaire programmée étant supérieure à $K.\Delta f$, le groupe doit libérer : - 50 % de la variation attendue $K.\Delta f$ en 20 s ; - 90 % de la variation attendue $K.\Delta f$ en 60 s. Les variations naturelles de fréquence qui peuvent apparaître pendant l'essai seront prises en compte pour l'évaluation de la réponse attendue.	33% s'applique uniquement si F3 est respectée (non cumul)	La réponse instantanée théorique attendue au titre du réglage primaire correspond à $K.\Delta f$ ($K =$ gain de réglage primaire f/P) limitée à la hausse comme à la baisse par la capacité de réglage primaire figurant au programme de marche du groupe en question (cette dernière reprenant les capacités déclarées par le responsable de programmation en J-1 ou en J). Les valeurs de K sont les valeurs données en annexe 1.

F4b	Dynamique de réponse attendue en réglage primaire (Groupes hydrauliques) La dynamique de la variation attendue en réglage primaire fréquence/puissance satisfait les deux exigences suivantes : 1) Sur tout type de sollicitation, la réponse du groupe doit être au moins aussi rapide qu'une constante de temps de 100 s. 2) Sur une variation de fréquence identique à celle générée par la perte de 3 000 MW dont le profil est décrit dans l'Operational Handbook de l'UCTE (Appendix 1, <i>Load Frequency Control and performance</i>, 1.9E, 16/06/2004), le groupe doit libérer : - 50 % de la variation de puissance attendue en 15 s ; - 100 % de la variation de puissance attendue en 30 s.	1) Alerte L'alerte sera effectuée en utilisant l'outil CDP PROD. Le critère est contrôlé lors d'une variation de fréquence d'amplitude supérieure à 35 mHz et de pente minimale de 3,5 mHz/s. Sur cette variation de fréquence, soit $\Delta P_{\text{enveloppe}}$ l'enveloppe des deux réponses $\Delta P_{\text{consigne}}$ et $\Delta P_{\text{consigne}}/(1+T_{f,p})$, où : - T_f vaut 100 s ; - $\Delta P_{\text{consigne}} = \min [K.(F(t)-F(t_{\text{ini}})), RP-K.(50- F(t_{\text{ini}}))]$ et - RP est la réserve primaire programmée. L'effet du RSFP est pris en compte suivant la formule : $\Delta P_{\text{consigne}} = \min [K.(F(t)-F(t_{\text{ini}})) + Pr.(N(t)-N(t_{\text{ini}})) ; RP + RS - K.(50- F(t_{\text{ini}})) - Pr. N(t_{\text{ini}})]$ RP et RS (Pr est égal à RS) sont les réserves primaire et secondaire figurant au programme de marche. Lors d'une variation négative (resp. positive) de la fréquence, le groupe est en écart élémentaire si la réponse mesurée se situe en dessous (resp. au dessus) de l'enveloppe -q (resp. +q) pendant plus de 25 % du temps d'observation, q étant l'erreur liée à la quantification du signal de mesure. La période d'observation est comprise entre l'instant initial d'observation t_{ini} et $t_{\text{ini}}+300s$, où t_{ini} est l'instant d'occurrence de la perturbation. Il y a alerte si le groupe est trouvé en écart élémentaire au moins trois fois sur une durée de 1 an. 2) Notification La notification a lieu si l'alerte est confirmée lors d'essais spécifiques. 1) Lors d'une variation de fréquence constituée d'une rampe de $\Delta f = 50$ mHz en 10 s à la baisse suivie d'un régime stabilisé, la réserve primaire programmée étant supérieure à $K.\Delta f$, le groupe doit libérer : - 50 % de la variation attendue en 100 s ; - 90 % de la variation attendue en 300 s. 2) Lors d'une variation de fréquence identique à celle générée par la perte de 3 000 MW dont le profil est décrit dans l'annexe 1 des règles UCTE, le groupe doit libérer : - 50 % de la variation attendue en 15 s ; - 95 % de la variation attendue en 30 s. Les variations naturelles de fréquence qui peuvent apparaître pendant l'essai seront prises en compte pour l'évaluation de la réponse attendue.	33% s'applique uniquement si F3 est respectée (non cumul)	La réponse instantanée théorique attendue au titre du réglage primaire correspond à $K.\Delta f$ (K = gain de réglage primaire f/P) limitée à la hausse comme à la baisse par la capacité de réglage primaire figurant au programme de marche du groupe en question (cette dernière reprenant les capacités déclarées par le responsable de programmation en J-1 ou en J). Les valeurs de K sont les valeurs données en annexe 1.

	Performance demandée par RTE au niveau des Groupes de Production	Critère de contrôle et Seuil à partir duquel l'écart est notifié	Part de réglage indisponible	Précisions
Réglage secondaire fréquence/puissance				
F5	Plage de réglage secondaire mise à disposition Capacité de réglage (Pr) mesurée conforme à la capacité de réglage déclarée par le Responsable de Programmation	Définition de l'écart élémentaire : l'écart élémentaire est la différence algébrique entre la capacité de réglage secondaire déclarée (en MW) et la valeur estimée par RTE, sur la base des mesures réalisées par RTE au point de livraison. L'écart élémentaire est positif lorsque la valeur estimée est plus petite que la capacité déclarée. Il y a Notification d'écart si le temps passé en écart élémentaire positif, d'amplitude supérieure au maximum entre 10 % de la capacité déclarée et 3 MW, est supérieur à 10 % du temps de fonctionnement en réglage secondaire du Groupe de Production concerné sur la période d'observation. Le calcul est effectué en tenant compte d'une éventuelle constante de temps déterminée dans le cadre du contrôle F6. La période d'observation est comprise entre 1 à 6 mois et comprend plus de 200 heures de fonctionnement du groupe en réglage secondaire et exclut les périodes où le groupe est en variation de charge.	Temps passé en écart élémentaire compris : entre 10 et 20% : 25 % entre 20 et 30% : 50 % entre 30 et 40% : 75 % supérieur à 40% : 100 % Seuil d'alerte par RTE : temps passé en écart élémentaire : > 7%	La réponse instantanée théorique attendue au titre du réglage secondaire correspond à N.Pr, N étant le niveau de télé réglage envoyé par RTE et compris entre -1 et +1 et Pr la capacité de réglage secondaire figurant au programme de marche du groupe en question (cette dernière reprenant les capacités déclarées par le responsable de programmation en J-1 ou en J) . Le contrôle suppose que le niveau N envoyé par RTE est bien reçu par le dispositif de réglage au niveau du groupe de production.

F6	Dynamique de réponse attendue en réglage secondaire Pour garantir les performances du RSFP en termes de temps de réponse et de stabilité, la dynamique de réponse des groupes aux variations de niveau représentée par une constante de temps équivalente T_{eq} doit être telle que : $T_{eq} \leq 60$ s, pour les groupes de la famille 1 et $T_{eq} \leq 100$ s pour les groupes de la famille 2. <u>Cas des groupes adaptés au réseau isolé ou au renvoi de tension et dont les performances dynamiques sont dégradées par ces réglages :</u> Conformément au CPC 89, tous les groupes hydrauliques sont optimisés pour pouvoir fonctionner en réseau isolé ; certains sont également intégrés dans des scénarios de renvoi de tension. Selon les configurations des régulateurs de vitesse, les réglages peuvent dégrader les performances dynamiques du RSFP. Pour ces groupes dont les performances dynamiques du RSFP sont dégradées, l'aptitude au RSFP est maintenue de façon pérenne et le critère F6 ne s'applique pas. L'annexe 1 précise, pour chaque groupe, sa famille d'appartenance (familles 1,2 ou groupes adaptés au renvoi de tension ou aux réseaux isolés et dont les performances dynamiques sont dégradées par ces réglages).	La réponse attendue est calculée à partir des valeurs $P0_{est}$, K_{est}, Pr_{est} estimées par l'outil : $P_{attendue} = P0_{est} + K_{est} \cdot (50-F) + N \cdot Pr_{est}$ La performance sera contrôlée sur le stimulus suivant : Variation de niveau en rampe de pente inférieure ou égale à $2/800 \text{ s}^{-1}$ et d'amplitude supérieure ou égale à 0,75, précédée d'une phase stabilisée à +1 ou -1 durant au moins 120 s (200s pour les groupes de la famille 2). Le transitoire n'est retenu que si $0,8 < Prest/Prprogrammé < 1,2$ Soit ϵ_v la différence entre $P_{mesurée \text{ filtrée}} - K_{est} \cdot (50-F)$ et $P0_{est} + N \cdot Pr_{est}$: Sur ce type de sollicitation, une constante de temps équivalente T_{eq} implique que l'erreur de traînage ϵ_v caractérisant la dynamique de réponse doit rester inférieure à un seuil de tolérance égal à $T_{eq} \cdot 2/800 \cdot Pr$, soit : Famille 1 : $T_{eq} \leq 60 \text{ s} \Rightarrow \epsilon_v \leq 0,15 \cdot Pr_{est}$ Famille 2 : $T_{eq} \leq 100 \text{ s} \Rightarrow \epsilon_v \leq 0,25 \cdot Pr_{est}$ Ecart élémentaire : Le groupe est en écart élémentaire si la réponse se caractérise par un ϵ_v supérieur au seuil de tolérance pendant plus de 20% du temps, sur la période calculée calculé à partir de $t_0 + T_{eq}$ où t_0 est l'instant de début de rampe. L'écart élémentaire sera considéré invalide si la durée pendant laquelle $K_{est} \cdot (50-f) > RP$ (réserve primaire déclarée) est supérieure à 10% du temps de la période de calcul. Le seuil de notification est atteint lorsque le nombre d'écarts élémentaires est supérieur à 30% du nombre de transitoires analysés, ce dernier devant être supérieur à 10 sur la période considérée.	Nombre d'écarts élémentaires / Nombre de transitoires analysés > 30% : • 100% s'applique uniquement si F5 est respectée (non cumul) Seuil d'alerte par RTE : Nombre d'écarts élémentaires / Nombre de transitoires analysés > 10%	Le contrôle suppose que le niveau N envoyé par RTE est bien reçu par le dispositif de réglage au niveau du groupe de production.

		 Prétemps Teq Période calcul erreur		
F7	Programmation incorrecte de la contribution aux services système : limiteur mal calé ou pas de participation (primaire ou secondaire)	Définition de l'écart élémentaire : l'analyse visuelle de la puissance produite par le groupe montre qu'il ne contribue pas ou partiellement aux réglages prévus en programmation pendant une période supérieure à ½ heure, en particulier les cas suivants : • Le groupe ne participe qu'au réglage primaire alors qu'il est programmé en réglage primaire + secondaire ; • Le groupe ne participe à aucun réglage alors qu'il est programmé en réglage primaire et/ou secondaire. La détection est menée lors de sollicitations naturelles des réglages en analysant si la puissance active est écrêtée à une valeur significativement inférieure à la valeur attendue, compte tenu des contributions déclarées en programmation. Le seuil de détection de l'écrêtage correspond à une réduction de plus de 20% de la ½ bande attendue de	néant	

		réglage primaire + secondaire. Suite à l'observation d'un écart élémentaire, une alerte est émise par RTE ; RTE privilégiera les cas d'écarts récurrents. Ainsi, en cas d'écart récurrent et dans un délai de deux mois après l'envoi de l'alerte, le Responsable de Programmation transmet à RTE une analyse sur les causes de l'écart et les mesures prises.		

Si RTE détecte des Défaillances de Réglage concernant le réglage de la fréquence pendant les périodes où les contributions d'un Groupe de Production ont été modifiées suite à l'émission d'un ordre de sauvegarde, la Défaillance de Réglage sera notifiée sous forme d'alerte. Si le Responsable de Programmation confirme l'écart, RTE Notifie la Défaillance de Réglage qui en résulte. Sinon, les Parties se rencontrent dans un délai d'un mois pour mener une analyse partagée et déterminer les éventuelles conséquences financières de la Défaillance.

Spécificités liées à la technologie des Groupes de Production du Responsable de Programmation

[A préciser en fonction des spécificités de chaque Responsable de Programmation]

REGLAGE DE LA TENSION

Pour toutes les installations de production, à l'exception de celles mettant en œuvre de l'énergie éolienne ou photovoltaïque :

	Performance demandée par RTE au niveau des Groupes de Production	Critère de contrôle et Seuil à partir duquel l'écart est notifié	Part de réglage indisponible	Précisions																																				
Réglage primaire de la tension																																								
U1	<u>Performance statique : ZEC RPT</u> Utilisation complète de la Zone d'engagement contractuelle en RPT (ZEC RPT), à la puissance active de fonctionnement conformément aux diagrammes UQ fournis à RTE par le Responsable de Programmation.	L'écart est calculé sur le diagramme UQ à Pc0max pour les groupes thermiques, à 0,8 Pmax pour les groupes hydrauliques (ou, à défaut des diagrammes UQ précédents, sur celui à Pmax ; cas par exemple des groupes pompes). En l'absence de diagrammes UQ, l'écart est calculé à partir des valeurs Q+ et Q- utilisées dans le calcul de la rémunération. L'écart est estimé soit en réduction des capacités en réactif (ΔQ) soit en réduction des capacités en réglage de la tension (exprimé en % de la tension nominale en sortie du générateur). L'écart correspondant à une réduction des capacités en fourniture ou en absorption en réactif est la distance entre l'enveloppe des points de fonctionnement associés à l'atteinte d'une limite en réactif et la valeur de fourniture ou d'absorption maximale de réactif du diagramme considéré (appelée respectivement Qmax(ZEC RPT) et Qmin(ZEC RPT)). Cette distance est mesurée en % de Qmax(ZEC RPT) et Qmin(ZEC RPT). Lorsque le producteur déclare une limitation de réactif Q mesurée en sortie du générateur (Qstator pour une machine synchrone), elle est retranscrite en limitation de réactif Qréseau à la tension réseau correspondant au Qmax(ZEC RPT), ou au Qmin(ZEC RPT). Cette retranscription est faite soit graphiquement à partir des diagrammes, soit par le calcul. Dans le cas de réduction des capacités de fourniture ou d'absorption (observée ou déclarée) se traduisant par une plage de réactif ΔQ inutilisable, l'écart en % est égal à ΔQ / Qmax(ZEC RPT) (respectivement ΔQ / Qmin(ZEC RPT)). L'écart correspondant à une réduction des capacités en réglage de la tension est déterminé à partir de l'enveloppe des points de	Pour un écart égal à x % de Qmax(ZEC RPT) et Qmin(ZEC RPT) : Ecart en absorption : <table><tr><td>x<15%</td><td>: 3 %</td></tr><tr><td>15%≤ x <30%</td><td>: 8 %</td></tr><tr><td>30%≤ x <45%</td><td>: 13 %</td></tr><tr><td>45%≤ x <60%</td><td>: 18 %</td></tr><tr><td>60%≤ x <75%</td><td>: 23 %</td></tr><tr><td>75%≤ x < 90%</td><td>: 28 %</td></tr><tr><td>x > 90%</td><td>: 33 %</td></tr></table> Ecart en fourniture : <table><tr><td>x<15%</td><td>: 6 %</td></tr><tr><td>15%≤ x <30%</td><td>: 16 %</td></tr><tr><td>30%≤ x <45%</td><td>: 26 %</td></tr><tr><td>45%≤ x <60%</td><td>: 36 %</td></tr><tr><td>60%≤ x <75%</td><td>: 46 %</td></tr><tr><td>75%≤ x < 90%</td><td>: 56 %</td></tr><tr><td>x > 90%</td><td>: 67 %</td></tr></table> Pour un écart x exprimé en % de la tension nominale en sortie du générateur (Un alternateur pour une machine synchrone) : <table><tr><td>1%< x < 2%</td><td>: 40%</td></tr><tr><td>2%≤ x < 3%</td><td>: 60 %</td></tr><tr><td>3%≤ x < 4%</td><td>: 80 %</td></tr><tr><td>x > 4%</td><td>: 100 %</td></tr></table>	x<15%	: 3 %	15%≤ x <30%	: 8 %	30%≤ x <45%	: 13 %	45%≤ x <60%	: 18 %	60%≤ x <75%	: 23 %	75%≤ x < 90%	: 28 %	x > 90%	: 33 %	x<15%	: 6 %	15%≤ x <30%	: 16 %	30%≤ x <45%	: 26 %	45%≤ x <60%	: 36 %	60%≤ x <75%	: 46 %	75%≤ x < 90%	: 56 %	x > 90%	: 67 %	1%< x < 2%	: 40%	2%≤ x < 3%	: 60 %	3%≤ x < 4%	: 80 %	x > 4%	: 100 %	U1 est un critère statistique. La ZEC RPT est définie dans les documents en Annexe 8 (Hypothèses de tracé des diagrammes UQ).
x<15%	: 3 %																																							
15%≤ x <30%	: 8 %																																							
30%≤ x <45%	: 13 %																																							
45%≤ x <60%	: 18 %																																							
60%≤ x <75%	: 23 %																																							
75%≤ x < 90%	: 28 %																																							
x > 90%	: 33 %																																							
x<15%	: 6 %																																							
15%≤ x <30%	: 16 %																																							
30%≤ x <45%	: 26 %																																							
45%≤ x <60%	: 36 %																																							
60%≤ x <75%	: 46 %																																							
75%≤ x < 90%	: 56 %																																							
x > 90%	: 67 %																																							
1%< x < 2%	: 40%																																							
2%≤ x < 3%	: 60 %																																							
3%≤ x < 4%	: 80 %																																							
x > 4%	: 100 %																																							

		fonctionnement associés à l'atteinte d'une limite en tension et calculé par rapport à la valeur de la tension correspondant à l'atteinte de la ZEC RPT. Cette distance est mesurée en % de la tension nominale en sortie du générateur (Un alternateur pour une machine synchrone), soit par lecture directe sur le diagramme UQ réseau (par exemple à l'aide des courbes graduées en Ustator lorsque celles-ci sont tracées), soit par recalcul de l'écart de tension en sortie du générateur (tension stator pour une machine synchrone). L'écart est positif lorsque la limite détectée est plus restrictive que la ZEC RPT. L'enveloppe inclut tous les points de fonctionnement 10 s qui correspondent à une puissance active comprise entre +1% et -10% de la puissance active pour laquelle la ZEC a été tracée (à l'exception des points issus de mesures invalides). La détection de l'écart est réalisée sur une période minimale de 10 minutes pendant laquelle le groupe devrait être en limite de fonctionnement. Pour les groupes en RST qui transmettent l'information « limitation » du régulateur, les points utilisés pour le calcul de la distance sont ceux correspondant à cette entrée en limitation du régulateur. La période totale d'observation est de 1 à 6 mois. La Notification des écarts détectés par RTE fait l'objet d'une procédure particulière décrite à l'article 6.2.1.3. Il y a Notification si l'écart est confirmé être supérieur à Max [3% de la puissance apparente du générateur (Sn alternateur pour une machine synchrone) ; 2 Mvar] en fourniture ou en absorption pour les limites non liées à la tension ou si l'écart est confirmé être supérieur à 1 % de la tension nominale du générateur (Un alternateur pour une machine synchrone), pour les limites liées à la tension. Si RTE détecte un écart supérieur à Max [2% de la puissance apparente du générateur ; 2 Mvar] en fourniture ou en absorption pour les limites non liées à la tension, il peut demander au Responsable de Programmation un essai complémentaire dont la réalisation fera l'objet d'une concertation. La Notification se fera sur la base de cet essai s'il existe une limitation par rapport à la ZEC RPT.		

		Si aucun écart n'est détecté par l'application de la méthode définie ci-dessus et si, à partir des calculs faits avec des points de fonctionnement à une puissance active donnée, RTE en déduit un écart par rapport à une ZEC RPT correspondant à une puissance active autre que celles indiquées précédemment, la part de réglage indisponible est calculée par accord entre les Parties après une analyse conjointe.		

	Performance demandée par RTE au niveau des Groupes de Production	Critère de Contrôle et Seuil à partir duquel l'écart est notifié	Part de réglage indisponible	Précisions																
Réglage secondaire de la tension																				
U4	<u>Performance statique RST et RSCT : zone d'engagement</u> Utilisation complète de la Zone d'Engagement Contractuelle en RST (ZEC RST), à la puissance de fonctionnement conformément aux diagrammes UQ fournis à RTE par le Responsable de Programmation. Pour le thermique, les ZEC RPT et RST sont confondues. Les écarts de performances qui se traduisent par des limitations simultanées à l'utilisation des ZEC RPT et RST sont notifiés uniquement au titre de la performance U1.	L'écart est calculé sur le diagramme UQ à Pc0max pour les groupes thermiques, à 0,8 Pmax pour les groupes hydrauliques (ou, à défaut des diagrammes UQ précédents, sur celui à Pmax ; cas par exemple des groupes pompes). En l'absence de diagrammes UQ, l'écart est calculé à partir des valeurs Q+ et Q- utilisées dans le calcul de la rémunération. L'écart est estimé soit en réduction des capacités en réactif (ΔQ) soit en réduction des capacités en réglage de la tension (exprimé en % de la tension nominale en sortie du générateur). L'écart correspondant à une réduction des capacités en fourniture ou en absorption en réactif est la distance entre l'enveloppe des points de fonctionnement associés à l'atteinte d'une limite en réactif et la valeur de fourniture ou d'absorption maximale de réactif du diagramme considéré (appelée respectivement Qmax(ZEC RST) et Qmin(ZEC RST)). Cette distance est mesurée en % de Qmax(ZEC RST) et Qmin(ZEC RST). Lorsque le producteur déclare une limitation de réactif Q mesurée en sortie du générateur (Qstator pour une machine synchrone), elle est retranscrite en limitation de réactif Qréseau à la tension réseau correspondant au Qmax(ZEC RST), ou	Pour un écart égal à x % de Qmax(ZEC RST) et Qmin(ZEC RST) : Ecart en absorption : <table><tr><td>x <30%</td><td>: 2 %</td></tr><tr><td>30%≤ x <60%</td><td>: 5 %</td></tr><tr><td>60%≤ x < 90%</td><td>: 8 %</td></tr><tr><td>x > 90%</td><td>: 11 %</td></tr></table> Ecart en fourniture : <table><tr><td>x <30%</td><td>: 3 %</td></tr><tr><td>30%≤ x <60%</td><td>: 10 %</td></tr><tr><td>60%≤ x < 90%</td><td>: 17 %</td></tr><tr><td>x > 90%</td><td>: 22 %</td></tr></table>	x <30%	: 2 %	30%≤ x <60%	: 5 %	60%≤ x < 90%	: 8 %	x > 90%	: 11 %	x <30%	: 3 %	30%≤ x <60%	: 10 %	60%≤ x < 90%	: 17 %	x > 90%	: 22 %	U4 est un critère statistique. La ZEC RST est définie dans les documents en annexe 8 (Hypothèses de tracé des diagrammes UQ). Les écarts qui correspondent à des limitations introduites par des erreurs de représentation des diagrammes dans le RSCT ne seront pas notifiés mais seront néanmoins signalés au Responsable de Programmation. Sur les groupes hydrauliques, la ZEC RST peut dépendre de la consigne de puissance active Pc0 ou de la mesure de la puissance active ainsi que de la tension stator, avec une éventuelle insensibilité appliquée sur la mesure de la tension stator utilisée dans l'algorithme. Cette particularité doit être prise en compte dans le calcul des écarts.
x <30%	: 2 %																			
30%≤ x <60%	: 5 %																			
60%≤ x < 90%	: 8 %																			
x > 90%	: 11 %																			
x <30%	: 3 %																			
30%≤ x <60%	: 10 %																			
60%≤ x < 90%	: 17 %																			
x > 90%	: 22 %																			

	au $Q_{min}(ZEC \text{ RST})$. Cette retranscription est faite soit graphiquement à partir des diagrammes, soit par le calcul. Dans le cas de réduction des capacités de fourniture ou d'absorption (observée ou déclarée) se traduisant par une plage de réactif ΔQ inutilisable, l'écart en % est égal à $\Delta Q / Q_{max}(ZEC \text{ RST})$ (respectivement $\Delta Q / Q_{min}(ZEC \text{ RST})$). L'écart correspondant à une réduction des capacités en en réglage de la tension est déterminé à partir de l'enveloppe des points de fonctionnement associés à l'atteinte d'une limite en tension et la valeur de tension correspondant à l'atteinte de la ZEC RST. Cette distance est mesurée en % de la tension nominale en sortie du générateur (Un alternateur pour une machine synchrone), soit par lecture directe sur le diagramme UQ réseau (par exemple à l'aide des courbes graduées en Ustator lorsque celles-ci sont tracées), soit par recalcul de l'écart de tension en sortie du générateur (tension stator pour une machine synchrone). L'écart est positif lorsque la limite détectée est plus restrictive que la ZEC RST. L'enveloppe inclut tous les points de fonctionnement 10 s correspondant à une puissance active comprise entre +1% et -10% de la puissance active pour laquelle la ZEC a été tracée (à l'exception des points issus de mesures invalides). La détection de l'écart est réalisée sur une période minimale de 10 minutes pendant laquelle le groupe devrait être en limite de fonctionnement. Pour les groupes en RST qui transmettent l'information « limitation » du régulateur, les points utilisés pour le calcul de la distance sont ceux correspondant à cette entrée en limitation du régulateur. La période totale d'observation est de 1 à 6 mois. La Notification des écarts détectés par RTE fait l'objet d'une procédure particulière décrite à l'article 6.2.1.3. Il y a Notification si l'écart est confirmé être supérieur à Max [3% de la puissance apparente du générateur (S_n alternateur pour une machine synchrone) ; 2 Mvar] en fourniture ou en absorption pour les limites non liées à la tension ou si l'écart est confirmé être supérieur à 1 % de la tension nominale du générateur (Un alternateur pour une machine synchrone), pour les limites liées à la tension.	Pour un écart x exprimé en % de la tension nominale en sortie du générateur (Un alternateur pour une machine synchrone : 1% < x < 2% : 13 % 2% ≤ x < 3% : 20 % 3% ≤ x < 4% : 26 % x > 4% : 33 % Cumul entre U4, U5 et U6 limité à 33% si une ou plusieurs performances ne sont pas respectées.	

		Si RTE détecte un écart supérieur à Max [2% de la puissance apparente du générateur ; 2 Mvar] en fourniture ou en absorption pour les limites non liées à la tension, il peut demander au Responsable de Programmation un essai complémentaire dont la réalisation fera l'objet d'une concertation. La Notification se fera sur la base de cet essai s'il existe une limitation par rapport à la ZEC RST. Si aucun écart n'est détecté par l'application de la méthode définie ci-dessus et si, à partir des calculs faits avec des points de fonctionnement à une puissance active donnée, RTE en déduit un écart par rapport à une ZEC RPT correspondant à une puissance active autre que celles indiquées précédemment, la part de réglage indisponible est calculée par accord entre les Parties après une analyse conjointe.		
U5	<u>Performances statique RST et RSCT : réactif fourni en sortie du générateur (au stator pour une machine synchrone)</u> RST : la puissance réactive fournie au stator est conforme à la valeur attendue k.Qr RSCT : il n'y a pas de critère de contrôle adapté au RSCT	Définition de l'écart : L'écart élémentaire est la différence algébrique entre la valeur attendue ($kQ_r(P)$) et la valeur de la puissance réactive en sortie du générateur (au stator pour une machine synchrone), calculée par RTE, sur la base des mesures réalisées par RTE au point de livraison. L'écart élémentaire est positif lorsque la valeur calculée est plus petite que la valeur attendue. Notification si le temps passé en écart élémentaire, d'amplitude supérieure au maximum entre 5% de Q_r déclaré et 2 Mvar, est supérieur à 10 % du temps de fonctionnement en RST du Groupe de Production concerné sur la période d'observation. La période d'observation est comprise entre 1 à 6 mois et exclut les périodes où le groupe est en butée RST	Temps passé en écart élémentaire >10% : 16%. Pas de cumul entre U5 et U6 : la part de réglage indisponible est de 16 % si les deux performances ne sont pas respectées. Seuil d'alerte par RTE : temps passé en écart élémentaire > 7%	U5 est un critère statistique. Le contrôle suppose que le niveau k envoyé par RTE est bien celui reçu par le dispositif RST au niveau du groupe de production Sur les groupes hydrauliques, la consigne kQ_r peut dépendre de la consigne de puissance active P_{c0} ou de la mesure de la puissance active ainsi que de la tension stator, avec une éventuelle insensibilité appliquée sur la mesure de la tension stator utilisée dans l'algorithme. Cette particularité doit être prise en compte dans le calcul des écarts.

U6a	<u>Temps de réponse au RST (Cas des groupes en RST limités en vitesse de variation de la puissance réactive)</u> Pour garantir les performances du RST en termes de temps de réponse et de stabilité : a) lorsque les variations de la consigne l'exigent, la pente de variation maximale en RST est conforme à la valeur déclarée pour le groupe concerné dans le cadre de la convention locale d'engagement de performances (a minima 6% Qn/minute) b) lorsque le groupe est sollicité sous la forme d'une rampe dont la pente est en deçà de la pente maximale déclarée, la réponse des groupes doit présenter une erreur de traînage T_r inférieure ou égale à 60 s	La période d'observation exclut les périodes où le groupe est ou entre en butée RST. Le contrôle est réalisé à partir d'un état stable en puissance réactive d'environ 10 minutes. La performance sera contrôlée sur deux types de stimuli : a) Echelon de niveau d'amplitude au moins 0.2. b) Variation de niveau en rampe d'amplitude supérieure ou égale à 0.2 et de pente au moins égale à 2 % Qn/min, issues des fluctuations "naturelles" du niveau. Contrôle de la pente : Lors d'un échelon ou d'une rampe sollicitant le groupe au delà de la moitié de la pente maximale : la pente relevée en fonctionnement RST est comprise entre la moitié de la pente maximale et la pente maximale Contrôle de l'erreur de traînage : Lors d'une rampe sollicitant le groupe en deçà de la moitié de la pente maximale, l'erreur de traînage temporelle est équivalente à une erreur de traînage en amplitude ε_v évaluée comme suit : soit ε_v la différence entre Q en sortie du générateur (Q_{stator} pour une machine synchrone) et le signal k.Qr : Sur la période calculée à partir de $t_0 + T_r$ où t_0 est l'instant de début de rampe, l'erreur de traînage ε_v caractérisant la dynamique de réponse doit rester inférieure à $dk/dt.Qr.T_r$, où $T_r = 60$ s. La réponse est considérée comme correcte si ε_v reste inférieure au seuil ci-dessus au moins de 80 % de la durée de la variation.	16 % dès qu'un écart de pente ou de traînage a été observé au moins deux fois sur 3 mois. Pas de cumul entre U5 et U6 : la part de réglage indisponible est de 16% si les deux performances ne sont pas respectées.	Le Responsable de Programmation peut effectuer un essai de conformité par rapport à la spécification du réglage, en complément du contrôle de RTE. Le Producteur s'engage sur le réglage des régulateurs primaires et secondaires de tension de façon à ce que la pente maximale de variation de réactif soit égale à la valeur déclarée. RTE signale les évolutions de Pccmax liées aux évolutions structurelles de réseau (modalités précisées dans les conventions de raccordement et performances)

U6b	<u>Temps de réponse au RST (Cas des groupes en RST non limités par un dispositif physique en vitesse de variation de la puissance réactive)</u> La pente de variation de réactif des groupes hydrauliques peut atteindre la valeur maximale de 12% Qn/min. Pour garantir les performances du RST en termes de temps de réponse et de stabilité, la dynamique de réponse des groupes aux variations de niveau représentée par une constante de temps équivalente T_{eq} doit être inférieure ou égale à 60 s.	La période d'observation exclut les périodes où le groupe est ou entre en butée RST. Le contrôle est réalisé à partir d'un état stable en puissance réactive d'environ 10 minutes. Compte-tenu que $Q_r = f(P)$ dans le cas des groupes hydrauliques, le contrôle est réalisé lorsque la puissance active est relativement stable. La performance sera contrôlée sur deux types de stimuli : a) Echelon de niveau d'amplitude au moins 0,2 demandant une variation d'au moins 5 Mvar. b) Variation de niveau en rampe d'amplitude supérieure ou égale à 0,2 et de pente au moins égale à 2 % Qn/min, issues des fluctuations "naturelles" du niveau et demandant une variation d'au moins 5 Mvar. Contrôle du temps de réponse : Lors d'un échelon de niveau , le temps de réponse à ± 5 % du régime stabilisé est inférieur ou égal à $3.T_{eq}$. Contrôle de l'erreur de traînage : Lors d'une variation de niveau en rampe, sollicitant le groupe en deçà de la moitié de la pente maximale, l'erreur de traînage temporelle est équivalente à une erreur de traînage en amplitude ϵ_v évaluée comme suit : soit ϵ_v la différence entre en sortie du générateur (Q_{stator} pour une machine synchrone) et le signal $k.Q_r$: Sur la période calculée à partir de $t_0 + T_{eq}$ où t_0 est l'instant de début de rampe, l'erreur de traînage ϵ_v caractérisant la dynamique de réponse doit rester inférieure à $dk/dt.Q_r.T_{eq}$, où $T_{eq} = 60$ s. La réponse est considérée comme correcte si ϵ_v reste inférieure au seuil ci-dessus au moins de 80 % de la durée de la variation.	16 % dès qu'un écart de pente ou de traînage a été observé au moins deux fois sur 3 mois. Pas de cumul entre U5 et U6 : la part de réglage indisponible est de 16% si les deux performances ne sont pas respectées.	Le Responsable de Programmation peut effectuer un essai de conformité par rapport à la spécification du réglage, en complément du contrôle de RTE. L'interprétation du critère nécessite la prise en compte de l'effet du réglage primaire. Sur les groupes hydrauliques, la consigne $k.Q_r$ peut dépendre de la consigne de puissance active P_{c0} ou de la mesure de la puissance active ainsi que de la tension stator, avec une éventuelle insensibilité appliquée sur la mesure de la tension stator utilisée dans l'algorithme. Cette particularité doit être prise en compte dans le calcul des écarts.

Pour les installations de production mettant en œuvre de l'énergie éolienne ou photovoltaïque

En complément des télémesures et télésignalisations déjà prévues à l'article 5.2 les installations de production mettant en œuvre de l'énergie éolienne ou photovoltaïque figurant dans le tableau de l'Annexe 3 du Contrat sont équipées des télémesures et télésignalisations suivantes :

- Télémessure du nombre de générateurs élémentaires en service ;
- Télémessure de la tension de consigne (Uref) utilisée par les installations équipées de régulateur de type 2 ((loi de réglage en $U + \lambda Q = \text{cste}$) ;
- Télésignalisation d'atteinte des limites de fonctionnement (butées en réactif) pour les installations équipées de régulateur de type 2 ((loi de réglage en $U + \lambda Q = \text{cste}$)).

	Performance demandée par RTE au niveau des Groupes de Production	Critère de contrôle et Seuil à partir duquel l'écart est notifié	Part de réglage indisponible	Précisions																												
Réglage primaire de la tension																																
U1	<u>Performance statique : ZEC RPT</u> Utilisation complète de la Zone d'engagement contractuelle en RPT (ZEC RPT), à la puissance active de fonctionnement conformément aux diagrammes UQ fournis à RTE par le Responsable de Programmation	L'écart est calculé par rapport aux ZEC RPT des diagrammes UQ fournis par le Responsable de Programmation, ajustées au nombre de générateurs élémentaires en service. En l'absence de diagrammes UQ, l'écart est calculé à partir des valeurs Q+ et Q- utilisées dans le calcul de la rémunération. L'écart est estimé soit en réduction des capacités en réactif (ΔQ) soit en réduction des capacités en réglage de la tension (exprimé en % de la tension nominale en sortie du générateur) L'écart correspondant à une réduction des capacités en fourniture ou en absorption en réactif est la distance entre l'enveloppe des points de fonctionnement associés à l'atteinte d'une limite en réactif et la valeur de fourniture ou d'absorption maximale de réactif du diagramme considéré (appelée respectivement Qmax(ZEC RPT ajustée) et Qmin(ZEC RPT ajustée)). Cette distance est mesurée en % de Qmax(ZEC RPT ajustée) et Qmin(ZEC RPT ajustée). Lorsque le producteur déclare une limitation de réactif Q mesurée en sortie du générateur (Qstator pour une machine synchrone), elle est retranscrite en limitation de réactif Qréseau à la tension réseau correspondant au Qmax(ZEC RPT ajustée),ou au Qmin(ZEC RPT ajustée). Cette retranscription est faite soit graphiquement à partir des diagrammes, soit par le calcul.	Pour un écart égal à x % de Qmax(ZEC RPT) et Qmin(ZEC RPT) : Ecart en absorption : <table><tr><td>x<15%</td><td>: 3 %</td></tr><tr><td>15%≤ x <30%</td><td>: 8 %</td></tr><tr><td>30%≤ x <45%</td><td>: 13 %</td></tr><tr><td>45%≤ x <60%</td><td>: 18 %</td></tr><tr><td>60%≤ x <75%</td><td>: 23 %</td></tr><tr><td>75%≤ x < 90%</td><td>: 28 %</td></tr><tr><td>x > 90%</td><td>: 33 %</td></tr></table> Ecart en fourniture : <table><tr><td>x<15%</td><td>: 6 %</td></tr><tr><td>15%≤ x <30%</td><td>: 16 %</td></tr><tr><td>30%≤ x <45%</td><td>: 26 %</td></tr><tr><td>45%≤ x <60%</td><td>: 36 %</td></tr><tr><td>60%≤ x <75%</td><td>: 46 %</td></tr><tr><td>75%≤ x < 90%</td><td>: 56 %</td></tr><tr><td>x > 90%</td><td>: 67 %</td></tr></table>	x<15%	: 3 %	15%≤ x <30%	: 8 %	30%≤ x <45%	: 13 %	45%≤ x <60%	: 18 %	60%≤ x <75%	: 23 %	75%≤ x < 90%	: 28 %	x > 90%	: 33 %	x<15%	: 6 %	15%≤ x <30%	: 16 %	30%≤ x <45%	: 26 %	45%≤ x <60%	: 36 %	60%≤ x <75%	: 46 %	75%≤ x < 90%	: 56 %	x > 90%	: 67 %	U1 est un critère statistique. La ZEC RPT est définie dans les documents en Annexe 8 (Hypothèses de tracé des diagrammes UQ). La « ZEC RPT ajustée au nombre de générateurs élémentaires en service » se déduit de la ZEC RPT du diagramme UQ correspondant en multipliant les valeurs de puissance réactive fournie ou absorbée par un coefficient égal au nombre de générateurs élémentaires en service divisé par le nombre total de générateurs élémentaires. La liste des diagrammes UQ fournis par le Responsable de Programmation et leur puissance de tracé sont définies en Annexe 8 (Hypothèses de tracé des diagrammes UQ). Le contrôle de performance basé sur la réduction des capacités en réglage de la tension (exprimé en % de la tension nominale en sortie du générateur) ne s'applique pas si l'installation comprend plusieurs générateurs.
x<15%	: 3 %																															
15%≤ x <30%	: 8 %																															
30%≤ x <45%	: 13 %																															
45%≤ x <60%	: 18 %																															
60%≤ x <75%	: 23 %																															
75%≤ x < 90%	: 28 %																															
x > 90%	: 33 %																															
x<15%	: 6 %																															
15%≤ x <30%	: 16 %																															
30%≤ x <45%	: 26 %																															
45%≤ x <60%	: 36 %																															
60%≤ x <75%	: 46 %																															
75%≤ x < 90%	: 56 %																															
x > 90%	: 67 %																															

	Dans le cas de réduction des capacités de fourniture ou d'absorption (observée ou déclarée) se traduisant par une plage de réactif ΔQ inutilisable, l'écart en % est égal à $\Delta Q / Q_{\max}(\text{ZEC RPT ajustée})$ (respectivement $\Delta Q / Q_{\min}(\text{ZEC RPT ajustée})$). L'écart correspondant à une réduction des capacités en réglage de la tension est déterminé à partir de l'enveloppe des points de fonctionnement associés à l'atteinte d'une limite en tension et calculé par rapport à la valeur de la tension correspondant à l'atteinte de la ZEC RPT. Cette distance est mesurée en % de la tension nominale en sortie du générateur (Un alternateur pour une machine synchrone), soit par lecture directe sur le diagramme UQ réseau (par exemple à l'aide des courbes graduées en Ustator lorsque celles-ci sont tracées), soit par recalcul de l'écart de tension en sortie du générateur (tension stator pour une machine synchrone). L'écart est positif lorsque la limite détectée est plus restrictive que la ZEC RPT. L'enveloppe inclut tous les points de fonctionnement 10 s qui correspondent à une puissance active comprise entre +1% et -10% de la puissance active pour laquelle la ZEC a été tracée (à l'exception des points issus de mesures invalides). La détection de l'écart est réalisée sur une période minimale de 10 minutes pendant laquelle le groupe devrait être en limite de fonctionnement. Pour les groupes en RST qui transmettent l'information « limitation » du régulateur, les points utilisés pour le calcul de la distance sont ceux correspondant à cette entrée en limitation du régulateur. La période totale d'observation est de 1 à 6 mois. La Notification des écarts détectés par RTE fait l'objet d'une procédure particulière décrite à l'article 6.2.1.3. Il y a Notification si l'écart est confirmé être supérieur à max [3% de la puissance apparente de l'installation (S_n alternateur pour une machine synchrone) ; 2 Mvar] en fourniture ou en absorption pour les limites non liées à la tension ou si l'écart est confirmé être supérieur à 1 % de la tension nominale du générateur (Un alternateur pour une machine synchrone), pour les limites liées à la tension. Si RTE détecte un écart supérieur à Max [2% de la puissance	Pour un écart x exprimé en % de la tension nominale en sortie du générateur : 1% < x < 2% : 40% 2% ≤ x < 3% : 60 % 3% ≤ x < 4% : 80 % x > 4% : 100 %	

		apparente de l'installation ; 2 Mvar] en fourniture ou en absorption pour les limites non liées à la tension, il peut demander au Responsable de Programmation un essai complémentaire dont la réalisation fera l'objet d'une concertation. La Notification se fera sur la base de cet essai s'il existe une limitation par rapport à la ZEC RPT. Si aucun écart n'est détecté par l'application de la méthode définie ci-dessus et si, à partir des calculs faits avec des points de fonctionnement à une puissance active donnée, RTE en déduit un écart par rapport à une ZEC RPT correspondant à une puissance active autre que celles indiquées précédemment, la part de réglage indisponible est calculée par accord entre les Parties après une analyse conjointe.		
U2	<u>réactif fourni au point de livraison</u> La puissance réactive fournie au point de livraison est conforme à <u>la loi de réglage en</u> <u>$U + \lambda Q = C_{ste}$</u>	Ce critère est en cours d'élaboration et est utilisé par RTE à titre expérimental. Les écarts détectés par RTE sont signalés en tant qu'alerte et n'ont pas de conséquence financière.		

	Performance demandée par RTE au niveau des Groupes de Production	Critère de contrôle et Seuil à partir duquel l'écart est notifié	Part de réglage indisponible	Précisions
<i>Réglage secondaire de la tension : SANS OBJET TANT QU'AUCUN GROUPE EOLIEN OU PV ASSURANT UN REGLAGE SECONDAIRE N'EST INTEGRE AU CONTRAT.</i>				

ANNEXE 7 PERIODE TRANSITOIRE ET PLANS DE MISE A NIVEAU

Pour toutes les installations de production, à l'exception de celles mettant en œuvre de l'énergie éolienne ou photovoltaïque :

Plan N°1

Groupe de Production	TM/TS non conforme à la date d'effet du contrat	Date de mise à niveau

Plan N°2

Groupe de Production	TM/TS non conforme à la date d'effet du contrat	Date de mise à niveau

...

Groupes de production réputés aptes bien que ne satisfaisant pas à certaines performances de l'Annexe 6

Groupe de Production	Performance non conforme à la date d'effet du contrat	Situation vis-à-vis des Abattements et Pénalités pour les performances non conformes (absence d'application ou application calculés sur la base de performances dégradées)

Pour les installations de production mettant en œuvre de l'énergie éolienne ou photovoltaïque**PERIODE TRANSITOIRE SANS APPLICATION DES CONSEQUENCES FINANCIERES LIEES AU CONTROLE**

A la date d'entrée en vigueur du Contrat, et pendant une période de 6 mois, les dispositions des articles 6.3 (Conséquences financières des défaillances de réglage) et 6.4 (Conséquences financières des indisponibilités des groupes de production situés en zone sensible) du Contrat ne s'appliquent pas aux Groupes de Production mettant en œuvre de l'énergie éolienne ou photovoltaïque décrits en annexe 3.

AJUSTEMENT DE LA METHODE DE CALCUL DES ECARTS DE TYPE U1

Avant la fin de la période transitoire évoquée précédemment, les Parties se rapprochent pour décider d'un éventuel ajustement de la méthode de calcul des écarts de type U1, en particulier les modalités d'ajustement de la ZEC RPT au nombre de générateurs élémentaires en service. Les Parties acteront les ajustements nécessaires dans le cadre d'un avenant au Contrat.

PLAN DE MISE A NIVEAU

Groupe de Production	TM/TS non conforme à la date d'effet du Contrat	Date de mise à niveau
	Télémessure de la tension de consigne (Uref) utilisée par les installations équipées de régulateur de type 2	
	Télésignalisation d'atteinte des limites de fonctionnement (butées en réactif) pour les installations équipées de régulateur de type 2	

Les Groupes de production seront retirés de l'annexe 3 si la mise à niveau n'a pas été effectuée dans les délais prévus dans le tableau précédent.

ANNEXE 8 DIAGRAMMES UQ

Pour toutes les installations de production, à l'exception de celles mettant en œuvre de l'énergie éolienne ou photovoltaïque :

Les diagrammes sont envoyés à RTE sous forme papier et sous format informatique selon un cahier des charges défini par RTE.

1) CRITERES DE CONSTRUCTION DES DIAGRAMMES UQ THERMIQUES

Préambule

Ce document précise les hypothèses retenues pour le tracé des diagrammes UQ des tranches thermiques classiques à fournir à RTE dans le cadre du contrat de participation aux services système.

Les différentes zones de tracé

Le diagramme UQ prend en compte l'ensemble des matériels du Producteur (alternateur, transformateurs, auxiliaires) ainsi que l'engagement de RTE vis-à-vis de la tension réseau.

Le diagramme comprend donc :

- Une zone d'engagement dite ZEC, Zone d'Engagement Contractualisée. Cette zone correspond au domaine de fonctionnement normal des installations du producteur et de la tension réseau. Le fonctionnement dans cette zone est autorisé sans limite de durée. Comme il s'agit d'un engagement contractualisé, le Producteur ne peut s'engager que sur une zone pour laquelle ont été prises en compte les incertitudes liées au réglage définissant les limites de ce domaine de fonctionnement ainsi que les incertitudes liées aux modèles de calcul utilisés pour les tracés. Le tracé de la ZEC correspond donc au tracé des domaines normaux avec les incertitudes « en moins ».
- Une zone de fonctionnement dite ZFN, Zone de Fonctionnement Normal. Cette zone est le pendant de la ZEC au sens où elle correspond aux domaines de fonctionnement normaux mais sans tolérance liée aux réglages et aux modèles.
- A l'extérieur des deux zones précédentes, le groupe est dans une zone de fonctionnement exceptionnel dite ZFE, Zone de Fonctionnement Exceptionnel. Cette zone est tracée sans tolérance et sans engagement du Producteur au titre du contrat de participation aux services système. Elle correspond aux domaines de fonctionnement exceptionnel des matériels du Producteur et de tension réseau. A la différence de la ZEC, le fonctionnement dans cette zone est à durée limitée sous conditions pour les cas de situations de réseau exceptionnelles. Ces conditions et les contraintes associées pour le Producteur, dont notamment la durée de fonctionnement, sont indiquées dans des documents contractuels complémentaires (convention nationale ou locale d'engagement de performances...).

Ces différentes zones de fonctionnement seront matérialisées par des couleurs différentes sur les documents fournis par le Producteur à RTE.

- Les différentes limites et incertitudes
- Les limites prises en compte

Les limites, avec ou sans dispositif automatique de limitation notamment implanté dans le régulateur de tension de l'alternateur, sont les suivantes :

- LIR, limite de courant rotor
- LAI, limite d'échauffement des parties frontales ou limite de stabilité
- LIS, limite de courant stator (en fourniture et en absorption)
- LIN, limite d'induction
- Limites de tension stator haute et basse
- Limites de tension réseau haute et basse
- Limites de tension auxiliaire haute et basse

Valeurs et incertitudes pour les tranches thermiques classiques

Les valeurs et incertitudes suivantes sont retenues :

- o LIR : 1,05 ien avec une bande d'incertitude de 0,03 ien
- o LAI (LPQ) : prise en compte de la spécificité du diagramme constructeur (bande d'incertitude équivalente à 2° d'angle interne)
- o LIS : pas de bande d'incertitude
- o LIN : pas de bande d'incertitude (seulement sur groupes 600 et 700)
- o Ustator :
 - Groupes 600/700 : entre 0,95 et 1,05 Usn avec bande d'incertitude de $\pm 0,005$ Usn
 - Groupes 250 : entre 0,95 et 1,07 Usn avec une bande d'incertitude de $\pm 0,005$ Usn
- o Uréseau :
 - en 400 kV, entre 380 kV et 420 kV (pas de bande d'incertitude)
 - en 225 kV, entre 215 kV (*) et 245 kV (*) (pas de bande d'incertitude)
- o Uauxiliaire : A priori non dimensionnant

(*) Ces valeurs dépendent de la prise transformateur retenue : 231 à 245 kV sur prise haute ; 222 à 245 kV sur prise moyenne ; 215 à 238 kV sur prise basse.

Remarques complémentaires sur les limites de tension auxiliaire :

Sur les tranches thermiques classiques, les limites tension auxiliaire n'apparaissent a priori pas dimensionnantes. Le Producteur, en accord avec RTE, se réserve le droit de prendre en compte les limites de tension auxiliaire si l'assertion précédente s'avère ne pas être vérifiée.

Marge d'erreur pour la détection d'écart

La marge d'erreur liée à la mesure du point de fonctionnement utilisée par RTE n'a pas été intégrée dans la bande d'incertitude servant à définir la ZEC. Ceci signifie que l'écart de performance sera comptabilisé par RTE uniquement s'il existe un écart entre la limite de la ZEC et la mesure du point de fonctionnement, mesure assortie d'une tolérance de mesure prenant en compte la méthode de mesure. Cette tolérance appelée marge d'erreur sera précisée par RTE, en accord avec le Producteur, dans l'Annexe 6.

Conditions du tracé :

1. Choix des axes du tracé
 Les tracés seront réalisés en retenant :
 Abscisse : tension réseau (point de livraison ou sortie TP) exprimée en kV.
 Ordonnée : puissance réactive réseau (point de livraison ou sortie TP) exprimée en Mvar.

2. Choix des prises du transformateur principal et du transformateur des auxiliaires
Les tracés des diagrammes sont réalisés pour les prises en vigueur du Transformateur Principal et du Transformateur de Soutirage.
Les tracés pourront également être réalisés pour d'autres prises à la demande explicite de RTE, et sans caractère prioritaire. La liste des changements de prises potentiels sera fournie par RTE.
3. Choix des conditions de refroidissement et de fréquence
Les tracés sont réalisés aux conditions nominales de refroidissement et à la fréquence 50 Hz.
Puissance active de tracé
Les tracés sont réalisés pour les puissances actives suivantes :
Groupes thermiques : P_{C0max} , P_{Cmin} , PMD.
Groupes nucléaires : PMD, P_{C0max} , Pinter, P_{Cmin} .

Puissance des auxiliaires
Pour les groupes thermiques classiques, la puissance active et réactive des auxiliaires n'est pas constante sur la plage de puissance P_{Cmin}/P_{C0max} de tracé.
La valeur utilisée pour le tracé est portée sur le tracé.
4. Choix du « lieu électrique » de tracé
Les tracés sont réalisés au point de livraison. De façon précise, cela signifie :
 - ligne courte : tracé au poste de raccordement ;
 - ligne longue : tracé en sortie du TP.La caractéristique électrique (impédance) de la ligne de raccordement jusqu'au point de livraison sera précisée sur le tracé dès qu'elle est non nulle.
5. Légende du tracé
Les caractéristiques et données suivantes sont mentionnées sur chaque tracé :
 - le nom de la centrale et le n° du groupe ;
 - la valeur de puissance du groupe ainsi que celles des auxiliaires pour le tracé ;
 - les conditions de refroidissement retenues pour le tracé ;
 - caractéristiques transformateurs TP et TS : n° de la prise et rapport UHTA/UHTB en vigueur ;
 - les caractéristiques électriques spécifiques éventuelles liées au schéma d'évacuation : impédances ligne de raccordement ;
 - les domaines de fonctionnement en tension alternateur et auxiliaires.

2) HYPOTHESES DE TRACE DES DIAGRAMMES UQ DES GROUPES HYDROELECTRIQUES

Préambule

Ce document précise les hypothèses retenues pour le tracé des diagrammes UQ des groupes hydrauliques à fournir à RTE dans le cadre du contrat de participation aux services système.

Les différentes zones de tracé

Le diagramme UQ prend en compte une partie des matériels du Producteur (alternateur, transformateur, cf. §4.8) ainsi que l'engagement de RTE vis-à-vis de la tension réseau.

Le diagramme comprend donc :

- o Une zone d'engagement dite ZEC, Zone d'Engagement Contractualisée. Cette zone correspond au domaine de fonctionnement normal des installations du producteur et de la tension réseau. Le fonctionnement dans cette zone est autorisé sans limite de durée. Comme il s'agit d'un engagement contractualisé, le Producteur ne peut s'engager que sur une zone pour laquelle ont été prises en compte les incertitudes liées au réglage définissant les limites de ce domaine de fonctionnement ainsi que les incertitudes liées aux modèles de calcul utilisés pour les tracés. Le tracé de la ZEC correspond donc au tracé des domaines normaux avec application des incertitudes « en moins ».

Pour les groupes participant au réglage secondaire de la tension (RST), une ZEC correspondant à ce mode de fonctionnement sera délimitée en complément de la ZEC valable en mode de réglage primaire de la tension (RPT) ; des incertitudes spécifiques sont appliquées sur les limites dues aux traitements de la fonction RST dans les automatismes.

- o Une zone de fonctionnement dite ZFN, Zone de Fonctionnement Normal. Cette zone est le pendant de la ZEC au sens où elle correspond aux domaines de fonctionnement normaux sans la tolérance liée aux réglages et aux modèles.
- o A l'extérieur des deux zones précédentes, le groupe est dans une zone de fonctionnement exceptionnel dite ZFE, Zone de Fonctionnement Exceptionnel. Cette zone est tracée à titre indicatif, sans tolérances et sans engagement du Producteur au titre du contrat de participation aux services Système (protocole 209). Elle correspond aux domaines de fonctionnement exceptionnel des matériels du Producteur et de tension réseau, et en particulier aux possibilités de fonctionnement, en mode manuel, jusqu'aux limites d'échauffement de la machine (au-delà de la plage normale de variation de la tension stator définie au § 3.2 de la présente annexe). A la différence de la ZEC, le fonctionnement dans cette zone est à durée limitée sous conditions pour les cas de situations de réseau exceptionnelles. Ces conditions et les contraintes associées pour le Producteur, dont notamment la durée de fonctionnement, sont indiquées dans des documents contractuels complémentaires (convention nationale ou locale d'engagement de performances...).

Ces différentes zones de fonctionnement seront matérialisées par des couleurs différentes sur les documents fournis par le Producteur à RTE.

Par ailleurs, RTE exprime le besoin de disposer de diagrammes UQ supplémentaires pour la réalisation de ses études de réseau. Du fait du foisonnement des réglages dans la bande d'incertitude autour de leur valeur théorique (« en plus » ou « en moins »), ces tracés supplémentaires seront réalisés avec les valeurs théoriques des réglages, sans appliquer d'incertitude.

Les différentes limites et incertitudes

1 - Les limites prises en compte

Les limites, avec ou sans dispositif automatique de limitation notamment implanté dans le régulateur de tension de l'alternateur, sont les suivantes :

- o LimIf, limite de courant rotor ;
- o LPQ limite de réactif absorbé (ou LAI limite d'angle interne, peu répandue) ;
- o LimIs, limite de courant stator (en fourniture et en absorption) ;
- o Limites de tension stator haute et basse ;
- o Limites dues au trapèze de l'automatisme de 2^{ème} rang pour les groupes participant au RST ;
- o Limites de tension réseau haute et basse.

2 - Valeurs et incertitudes

Il est à noter que compte-tenu de la diversité des installations de production hydraulique et de leurs historiques propres, les valeurs de réglage sont adaptées à chaque installation, voire à chaque groupe d'une même installation.

Les bandes d'incertitudes suivantes sont retenues par rapport aux réglages en vigueur sur les groupes :

- o LimIf : $0,05 I_{fN}$ (à titre d'information sur un groupe de 230 MW, $0,05 I_{fN}$ correspond à environ 13 Mvar en sortie transformateur) ;
A noter que la bande d'incertitude de l'outil de tracé serait à évaluer pour le fonctionnement à faible puissance, Pmin ou 0 MW.
- o LPQ limite de réactif absorbé : 5% sur les coefficients α et β de la droite de limitation d'équation $Q/S_N = \alpha P/S_N - \beta (U_s/U_{sN})^2$ ou $Q/S_N = (\alpha P - \beta) U_s/U_{sN}$; la limitation d'angle interne peut être ramenée à une équation du premier type ;
- o LimIs : $0,05 I_{sN}$ (à titre d'information sur un groupe de 230 MW, $0,05 I_{sN}$ correspond à environ 20 Mvar en sortie transformateur) ;
- o Ustator : $0,005 U_{sN}$;
- o Limites dues au trapèze de l'automatisme de 2^{ème} rang pour les groupes participant au RST : $0,05 Q_{r+}$ et $0,05 Q_{r-}$, Q_{r+} et Q_{r-} étant les valeurs de puissance réactive réglante respectivement en fourniture et en absorption correspondant à la valeur de la puissance active du tracé.

Les plages de variation des tensions stator et réseau retenues sont les suivantes :

o Ustator :

a) La plage normale de variation de la tension stator est strictement incluse dans la plage $\pm 10\%$ autour de U_{SN} .

b) Les régulateurs de tension primaire équipant les groupes hydroélectriques ne possèdent pas d'action intégrale, dans leur grande majorité. Une erreur statique existe donc sur la plage de tension stator réellement parcourue groupe couplé sur le réseau, réduisant la plage théorique de $\pm 10\%$ U_{SN} réglée groupe à vide. La valeur de l'erreur statique est variable suivant les groupes et dépend des conditions du réseau. A partir d'un bilan effectué sur un nombre significatif de groupes, on peut estimer à $\pm 8\%$ U_{SN} la plage de tension stator obtenue en moyenne ; cette valeur moyenne est retenue comme hypothèse de tracé.

c) Par ailleurs, la prise du transformateur de groupe peut, dans certaines installations du fait de leur historique propre, ne pas être adaptée à la tension moyenne d'exploitation du réseau. L'égalisation de la tension pour le couplage a donc lieu à une valeur de tension stator pouvant être significativement distincte de la tension stator nominale U_{SN} . Pour certains de ces groupes, équipés d'un type de régulateur de tension répandu sur le parc hydraulique, la consigne de tension appliquée après couplage est réglée à cette valeur moyenne d'égalisation, de façon à éviter un transitoire de réactif trop important, consécutif au couplage. Il en résulte que la variation de la tension de consigne, correspondant à $\pm 8\%$ U_{SN} , sera appliquée autour de cette valeur « d'exploitation » et non pas autour de la valeur de consigne correspondant à U_{SN} . On retiendra pour les tracés des diagrammes la plage de variation de la tension stator réellement parcourue compte-tenu de ce décalage du point milieu.

o Uréseau :

- en 400 kV, entre 380 kV et 420 kV (pas de bande d'incertitude) ;
- en 225 kV, entre 200 kV (*) et 245 kV (pas de bande d'incertitude) ;
- en 150 kV, la plage de variation est de $\pm 10\%$ autour d'une valeur de tension contractuelle, sans dépasser 170 kV (pas de bande d'incertitude) (*) ;
- en 90 kV, la plage de variation est de $\pm 8\%$ autour d'une valeur de tension contractuelle, sans dépasser 100 kV (pas de bande d'incertitude) (*) ;
- en 63 kV, la plage de variation est de $\pm 8\%$ autour d'une valeur de tension contractuelle (pas de bande d'incertitude) (*).

(*) Les valeurs indiquées sont issues du référentiel technique du RTE publié le 30/06/2005 et restent à préciser. La valeur en 225 kV peut dépendre de la prise transformateur retenue. Pour les réseaux de tension inférieure à 225 kV, la valeur de tension contractuelle, propre à chaque installation, sera précisée dans le contrat d'accès au réseau.

Marge d'erreur pour la détection d'écart

La marge d'erreur liée à la mesure du point de fonctionnement utilisée par RTE n'a pas été intégrée dans la bande d'incertitude servant à définir la ZEC. Ceci signifie que l'écart de performance sera comptabilisé par RTE uniquement s'il existe un écart entre la limite de la ZEC et la mesure du point de fonctionnement, mesure assortie d'une tolérance de mesure prenant en compte la méthode de mesure. Cette tolérance appelée marge d'erreur sera précisée par RTE, en accord avec le Producteur, dans le cadre de l'avenant au contrat services Système.

Conditions du tracé**1 - Choix des axes du tracé**

Les tracés seront réalisés en retenant :

- Abscisse : tension réseau (sortie TP), ou tension stator (cf. les cas particuliers listés ci-après), exprimée en kV ;
- Ordonnée : puissance réactive réseau (sortie TP), ou stator (cf. les cas particuliers listés ci-après), exprimée en Mvar.

2 - Choix de la prise du transformateur d'évacuation

Les tracés des diagrammes sont réalisés pour la prise en vigueur du transformateur d'évacuation d'énergie.

Les tracés pourront également être réalisés pour d'autres prises à la demande explicite de RTE et sans caractère prioritaire. La liste des changements de prises potentiels sera fournie par RTE.

3 - Choix des conditions de refroidissement et de fréquence

Les deux tracés contractuels sont fournis à $P = 0,8 P_{max}$, correspondant respectivement aux réglages des limitations If et Is avec les seuils valables sur la position « été » et sur la position « hiver » du régulateur de tension (lorsque la fonctionnalité existe et si les seuils sont différents).

Les tracés sont valables à la fréquence nominale 50 Hz.

4 - Le tracé est réalisé pour chaque groupe

Le tracé est réalisé pour chacun des groupes de la centrale.

5 - Le tracé représente le domaine en RPT et celui en RST

Pour les groupes participant au RST, le domaine de fonctionnement normal en RST est représenté également, en complément du domaine de fonctionnement normal en RPT.

6 - Puissance active de tracé

Les tracés contractuels sont réalisés à la valeur de $0,8 P_{max}$ pour le fonctionnement en mode turbine.

Les tracés supplémentaires correspondent à P_{min} turbine ou à 0 MW pour les groupes fonctionnant en compensateur synchrone, et à la valeur de puissance fixe soutirée en mode pompe. Ces tracés ont pour but de permettre à RTE d'effectuer ses propres études, ils ne sont pas contractuels.

7 - Puissance des auxiliaires

La puissance nécessaire au fonctionnement des auxiliaires des centrales hydrauliques est en général soutirée sur le réseau 20 kV ; la puissance soutirée pour alimenter le système d'excitation du groupe est faible et a été négligée : les puissances active et réactive délivrées sur le réseau sont déduites des valeurs en sortie alternateur en tenant compte uniquement des puissances absorbées dans le transformateur d'évacuation et dans les câbles HTA éventuels.

8 - Choix du « lieu électrique » de tracé

Dans le cas général des groupes blocs, les tracés sont réalisés aux bornes HTB du transformateur d'évacuation. Lorsque plusieurs groupes sont raccordés sur un même jeu de barres HTA, ou sur un transformateur à plusieurs enroulements HTA, les tracés UQ sont réalisés en sortie stator.

9 - Informations fournies avec le tracé UQ

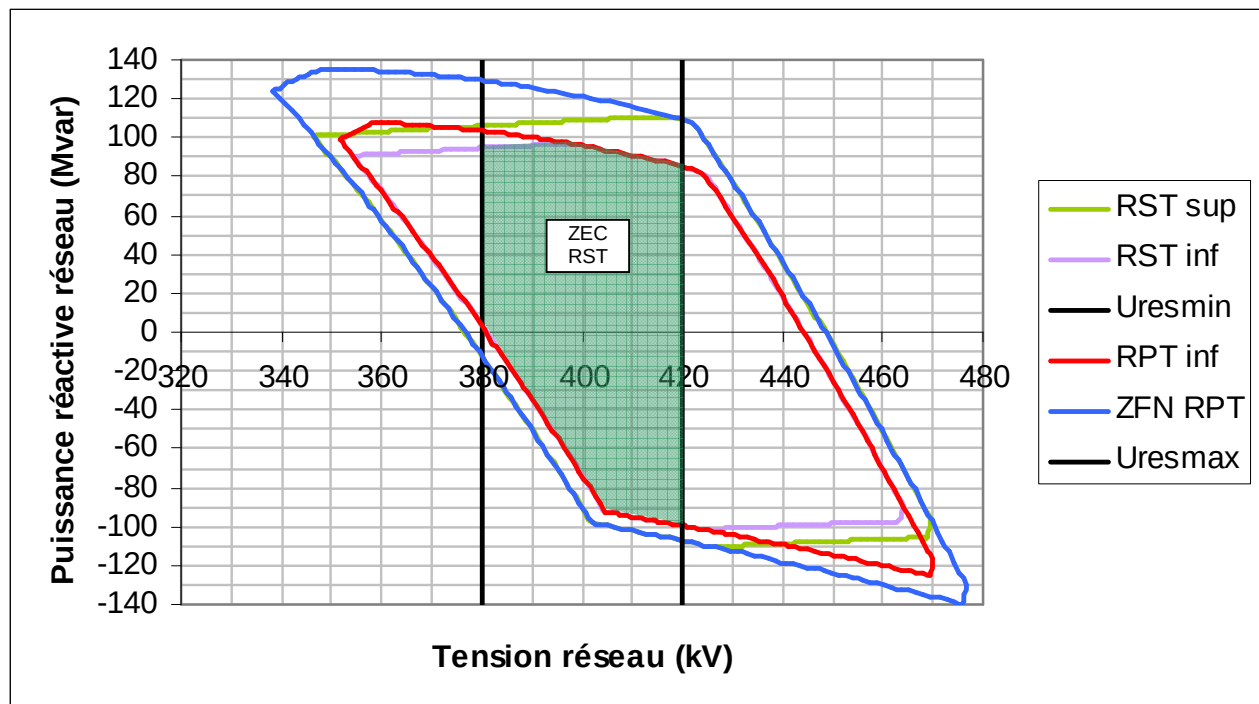
Les caractéristiques et données suivantes sont mentionnées dans un document accompagnant chaque tracé :

- le nom de la centrale et le n° du groupe ;
- la valeur de puissance active du tracé ;
- caractéristiques alternateur : S_N , U_{sN} ;
- caractéristiques transformateur : S_N , n° de la prise et rapport U_{HTA}/U_{HTB} en vigueur, réactance de court-circuit, nombre d'enroulements (si $N > 2$ enroulements, les différentes réactances de court-circuit) ;
- la plage de tension stator utilisée pour le tracé ;
- les valeurs de Q_{r+} et Q_{r-} correspondant à la puissance du tracé ;
- la mention de la position été ou hiver du seuil des limitations I_f et I_s lorsque cette fonction équipe le régulateur de tension ;
- les caractéristiques électriques spécifiques éventuelles liées au schéma d'évacuation, utilisées pour les tracés : câbles HTA...

Exemple de tracé

Le tracé suivant est donné à titre indicatif pour illustrer les points précédents (groupe de $S_N = 250\text{MVA}$ débitant sur le réseau 400kV).

La zone grisée ci-dessous représente la ZEC pour le fonctionnement en RST (zone grisée à titre d'illustration), la ZEC du réglage primaire étant légèrement plus étendue dans ce cas particulier (délimitée par le contour rouge et les droites correspondant à la plage de tension réseau).



Pour les installations de production mettant en œuvre de l'énergie éolienne ou photovoltaïque

Les diagrammes sont envoyés à RTE sous forme papier et sous format informatique selon un cahier des charges défini par RTE.

HYPOTHESES DE TRACE DES DIAGRAMMES UQ DES GROUPES DE PRODUCTION D'ORIGINE EOLIENNE OU PHOTOVOLTAÏQUE

Préambule

Les Parties spécifient les hypothèses retenues pour définir les différentes zones de tracé des diagrammes UQ des groupes de production d'origine éolienne ou photovoltaïque à fournir à RTE dans le cadre du contrat de participation aux services système.

A défaut, la zone d'engagement (ZEC) est prise égale à zone de fonctionnement normal (ZFN) des installations du producteur des diagrammes UQ transmis à RTE dans le cadre de la Convention d'Engagement de performance (fiche 5 du cahier des charges des capacités constructives).

Les différentes zones de tracé

Le diagramme UQ prend en compte l'ensemble des matériels du Producteur (générateur, transformateurs, auxiliaires) ainsi que l'engagement de RTE vis-à-vis de la tension réseau.

Le diagramme comprend donc :

- Une zone d'engagement, dite ZEC, Zone d'Engagement Contractualisée. Cette zone correspond au domaine de fonctionnement normal des installations du producteur et de la tension réseau. Le fonctionnement dans cette zone est autorisé sans limite de durée. Comme il s'agit d'un engagement contractualisé, le Producteur ne peut s'engager que sur une zone pour laquelle ont été prises en compte les incertitudes liées au réglage définissant les limites de ce domaine de fonctionnement ainsi que les incertitudes liées aux modèles de calcul utilisés pour les tracés. Le tracé de la ZEC correspond donc au tracé des domaines normaux avec les incertitudes « en moins ».
- Une zone de fonctionnement, dite ZFN, Zone de Fonctionnement Normal. Cette zone est le pendant de la ZEC au sens où elle correspond aux domaines de fonctionnement normaux mais sans tolérance liée aux réglages et aux modèles.
- A l'extérieur des deux zones précédentes, le groupe est dans une zone de fonctionnement exceptionnel dite ZFE, Zone de Fonctionnement Exceptionnel. Cette zone est tracée sans tolérances et sans engagement du Producteur au titre du contrat de participation aux services système. Elle correspond aux domaines de fonctionnement exceptionnel des matériels du Producteur et de tension réseau. A la différence de la ZEC, le fonctionnement dans cette zone est à durée limitée sous conditions pour les cas de situations de réseau exceptionnelles.

DIAGRAMMES UQ FOURNIS PAR LE RESPONSABLE DE PROGRAMMATION ET PUISSANCE DE TRACE

Dans le cadre du dossier intermédiaire prévu dans le cahier des charges des capacités constructives, le Responsable de Programmation fournit à RTE les diagrammes UQ aux puissances de tracé qui ont été définies dans ce cahier des charges (ces diagrammes sont généralement fournis pour des valeurs de 100%, 66%, 33% et 5% de Pmax). Ces diagrammes sont ensuite confirmés dans le cadre des essais.

Pour les installations qui bénéficient d'une dérogation de fourniture de réactif à faible puissance, le responsable de programmation fournit de plus à RTE le diagramme UQ correspondant à la puissance au-delà de laquelle les capacités de réglage en réactif sont conformes à l'arrêté.

ANNEXE 9 DISPOSITIONS RELATIVES A L'ENVOI DES NOTIFICATIONS, DATES DE MISE EN CONFORMITE ET A L'ENVOI DU RAPPORT TRIMESTRIEL DE CONTROLE

1- DISPOSITIONS RELATIVES A L'ENVOI DU RAPPORT TRIMESTRIEL DE CONTROLE

Le rapport trimestriel de contrôle relatif au mois M à M+2 et prévu à l'article 6.1.3, est envoyé au Responsable de Programmation avant le premier lundi du mois M+4 sous la forme de fichiers informatiques. Ces fichiers incluent d'une part les données relatives aux écarts en cours de traitement pour le calcul des Abattements et Pénalités des mois M à M+2. Le rapport relatif au mois M à M+2 est d'autre part complété par les données relatives aux écarts en cours de traitement pour le calcul des Abattements et Pénalités des mois M-3 à M-1. Ces dernières permettent de consolider définitivement les données envoyées au trimestre précédent et d'intégrer les corrections dues à des modifications non encore connues à la date d'élaboration du rapport de contrôle relatif au mois M-3 à M-1, mais ayant un impact rétroactif sur cette période.

Les données transmises au Responsable de Programmation détaillent en particulier, pour chaque écart en cours de traitement, la date de Notification, le Début de Défaillance, la nature de l'écart à l'origine de la Défaillance de Réglage, part de réglage indisponible associée, la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité et la date de Mise en Conformité, ainsi que le montant des Abattement et des Pénalités pour le trimestre en question résultant des écarts en cours de traitement...).

Les écarts en cours de traitement pour le calcul des Abattements et Pénalités des mois M à M+2 comprennent :

- Les Défaillances de Réglage notifiées du début du mois M jusqu'à la date de traitement des données par RTE (en tous les cas postérieure à la fin du mois M+2), au titre des articles 6.2 ou 7.4 et ayant un impact financier au titre des articles 6.3 ou 7.4,
- Les Défaillances de Réglage antérieures, relevant des mêmes articles, dont la Mise en Conformité effective n'a pas été effectuée avant le début du mois M,

Les indisponibilités ayant un impact financier au titre des articles 6.4 et 7.4 du Contrat et dont la date de fin est postérieure au début du mois M.

Le montant des Abattement et des Pénalités facturés par RTE au titre des M à M+2 est la somme :

- des montants résultant du traitement des écarts en cours pour le calcul des mois M à M+2,
- d'un correctif sur la période M-3 à M-1 si le montant du traitement définitif des écarts pour cette période diffère du montant transmis le trimestre précédent.

La facturation établie en février de l'année N sera associée aux mois d'octobre, novembre et décembre de l'année N-1.

La facturation établie en mai de l'année N sera associée aux mois de janvier, février et mars de l'année N.

La facturation établie en août de l'année N sera associée aux mois d'avril, mai et juin de l'année N.

La facturation établie en novembre de l'année N sera associée aux mois de juillet, août et septembre de l'année N.

2- DISPOSITIONS RELATIVES A L'ENVOI DES NOTIFICATIONS ET DATES DE MISE EN CONFORMITE

Les parties conviennent de réaliser les échanges d'information suivant :

Notification d'une Défaillance de Réglage par le Responsable de Programmation :

- Le Responsable de Programmation Notifie à RTE ses Défaillances de réglage en utilisant le formulaire ci-joint et déclare, s'il en a la possibilité la part de réglage indisponible ;
- Dans un délai de 8 jours, RTE accuse réception de la déclaration de Défaillance de réglage et Notifie la part de réglage indisponible en utilisant le formulaire ci-joint ;
- Dans un délai d'un mois après réception de la Notification, le Responsable de Programmation accepte ou conteste la Notification par RTE en utilisant le formulaire ci-joint ;

Notification d'une Défaillance de Réglage par RTE :

- RTE Notifie les écarts détectés suite au contrôle ainsi que la part de réglage indisponible en utilisant le formulaire ci-joint ;
- Dans un délai d'un mois après réception de la Notification, le Responsable de Programmation accepte ou conteste la Notification par RTE utilisant le formulaire ci-joint ;

Notification de la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité, accord ou du désaccord de RTE :

- Dans le délai d'un mois à compter de la Notification d'une Défaillance de réglage, défini à l'article 6.2.3 du Contrat, le Responsable de Programmation Notifie à RTE la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité en utilisant le formulaire ci-joint ;
- Dans un délai de 8 jours, RTE Notifie son accord ou son désaccord sur la date prévisionnelle de Mise en Conformité en utilisant le formulaire ci-joint. Le cas échéant, il contacte le Responsable de Programmation pour convenir d'une autre date ;

Modification de la date prévisionnelle de Mise en Conformité par le Responsable de Programmation :

- Le Responsable de Programmation peut modifier une fois la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité en cas de nécessité d'ordre technique. Il Notifie à RTE cette modification et sa justification 15 jours avant la Date Prévisionnelle de Mise en Conformité initialement fixée ;
- Dans un délai de 8 jours, RTE Notifie son accord ou son désaccord sur la nouvelle Date Prévisionnelle de Mise en Conformité. L'envoi du formulaire ci-joint sur laquelle figure la date modifiée formalise l'accord. En cas de désaccord, RTE contacte le Responsable de Programmation pour convenir d'une autre date ;

Mise en Conformité :

- Une fois la Mise en Conformité effectuée, le Responsable de Programmation Notifie à RTE la date à laquelle elle a été effectuée, en utilisant le formulaire ci-joint ;
- Dans un délai d'un mois après réception de la Notification, RTE accepte ou conteste la Notification de la Mise en Conformité. L'envoi du formulaire ci-joint sur laquelle figure la date de Mise en conformité formalise l'accord. En cas de désaccord, RTE fournit les éléments d'analyse correspondants et la partie « Mise en conformité » de la fiche n'est pas renseignée.
- RTE peut se substituer au Responsable de Programmation dans la déclaration de la date de Mise en Conformité dans les cas prévus au Contrat.

Indisponibilités supérieure à 60 jours de Groupes de Production situés en zone sensible ou aptes à la compensation synchrone :

- RTE utilise les données échangées avec le Responsable de Programmation dans le cadre du contrat de gestion prévisionnelle.
- RTE informe le Responsable de Programmation des indisponibilités de Groupes de Production qui sont soumises à un Abattement de la rémunération en précisant les conséquences financières indicatives, en utilisant le formulaire ci-joint.

Clôture de la fiche :

- RTE clôt le formulaire une fois la Mise en Conformité effective ou dès le retour à la disponibilité, et en envoie copie au Responsable de Programmation.

L'annulation d'une fiche émise passe obligatoirement par la phase de clôture de la fiche.

La modification d'une fiche fait l'objet, pour la phase concernée, d'une incrémentation de l'indice du document, à chaque envoi de la fiche par RTE.

Les Notifications de Défaillance de Réglage ainsi que les Notifications relatives aux dates prévisionnelles et réelles de Mise en Conformité sont envoyées par messagerie électronique à l'Unité Régionale Système Electrique de RTE qui gère le réseau sur lequel le Groupe de Production défaillant est raccordé.

Les documents suivants émis par RTE sont envoyés par messagerie électronique au responsable de Programmation (*correspondants à définir précisément ou renvoi au tableau*) :

- Notifications de Défaillance de Réglage
- Accusé de réception de Notification de Défaillance de réglage
- Confirmation d'accord ou refus de la date prévisionnelle de Mise en Conformité
- Déclaration éventuelle par RTE de la date de Mise en Conformité dans les cas prévus au Contrat
- Accord ou désaccord sur la Mise en Conformité
- Déclaration des indisponibilités supérieure à 60 jours de Groupes de Production situés en zone sensible ou aptes à la compensation synchrone
- Clôture ou annulation de la fiche

Les fiches échangées entre les Parties font foi en cas de divergences.

Les fiches d'alerte émises par RTE sont envoyées par messagerie électronique à... (*à définir précisément ou renvoi au tableau*)

Les échanges précédents se feront aux formats « rtf » et « csv » selon les modèles de fiches ci-jointes :

- Fiche relative à une Notification de Défaillance de Réglage par le Responsable de Programmation,
- Fiche relative au suivi d'une Défaillance de Réglage,
- Fiche d'alerte,
- Fiche d'information indisponibilité > 60 jours.

A la date d'entrée en vigueur du Contrat, les noms et coordonnées des interlocuteurs actuels sont donnés ci-après.

RTE (URSE)	Interlocuteurs	
	Noms	Coordonnées
XXXXX	XXXXX	<i>A compléter</i>

RESPONSABLE DE PROGRAMMATION	Interlocuteurs	
	Noms	Coordonnées

FICHE RELATIVE A UNE NOTIFICATION DE DEFAILLANCE DE REGLAGE

N° DE LA FICHE	Responsable de Programmation : Centrale concernée :	Tranche ou groupe :
	Déclaration de défaillance de réglage faite le :	
Ouverture de la fiche le :	Performance concernée :	

NOTIFICATION D'UNE DEFAILLANCE DE REGLAGE PAR LE RESPONSABLE DE PROGRAMMATION

Description de l'écart de performance ou de la défaillance de réglage (préciser notamment s'il s'agit d'une défaillance partielle ou totale du réglage considéré) :

Optionnel :

- ***performance en écart parmi celles décrites en annexe 6 du Contrat :***
- ***valeurs attendues :***
- ***valeurs détectées :***
- ***proposition de part de réglage indisponible (en%)***

Commentaires :

Par :

Fonction :

Date :

Visa :

FICHE RELATIVE AU SUIVI D'UNE DEFAILLANCE DE REGLAGE**TITRE :**

2 CHOIX POSSIBLES : NOTIFICATION PAR RTE D'UNE DEFAILLANCE DE REGLAGE OU
ACCUSE DE RECEPTION PAR RTE D'UNE DEFAILLANCE DE REGLAGE

URSE :

N° DE LA FICHE : 10

Indice : 3

Responsable de Programmation :

Code du groupe : ABCDET 1

N° dossier producteur :

Date de Déclaration de défaillance de réglage :

Date de Notification d'écart :

Ouverture de la fiche le :

Date de génération de la fiche :

Description de l'écart de performance ou de la défaillance de réglage :Réglage concerné : *choix entre RPF, RSFP, RegUQ, RST/RSPF, CS*Sur quoi porte l'écart : *choix entre U1,U4,U5,U6,F2,F3,F4,F5,F6*Limitation U1/U4 en fourniture : *oui/non*Limitation U1/U4 en absorption : *oui/non*

Date de début d'écart : 12/04/05

Part de réglage indisponible 1 :

Date de modification 1 : 23/08/05

Part de réglage indisponible 2 :

Date de modification 2 : 15/09/05

Part de réglage indisponible 3 :

Description de l'écart :*Limitation à 110 Mvar pour 300 Mvar attendus**A partir du 23/08/05 limitation à 150 Mvar pour 300 Mvar attendus**A partir du 15/09/05 limitation à 250 Mvar pour 300 Mvar attendus*

Début de la période d'observation :

Fin de la période d'observation :

Ecart élémentaire1 ayant conduit à la notification : 15/09/05 à 22h

Ecart élémentaire2 ayant conduit à la notification :

Ecart élémentaire3 ayant conduit à la notification :

Impact sur la rémunération : *oui/non*

Rédacteur :

Fonction :

Date :

ACCEPTATION PAR LE RESPONSABLE DE PROGRAMMATION

(accord par défaut en l'absence de réponse dans un délai d'un mois à compter de la Notification)

Acceptation : *oui/non*

Motif du refus :

Responsable RTE :

Fonction :

Date :

PROPOSITION DE RÉSORPTION DE L'ÉCART PAR LE RESPONSABLE DE PROGRAMMATION

Date prévisionnelle de Mise en Conformité :

(90 jours par défaut en l'absence de réponse du Responsable de Programmation dans un délai d'un mois à compter de la Notification)

La Mise en Conformité nécessite l'arrêt du groupe : : *oui/non*

Commentaires :

Responsable RP :

Fonction :

Date :

ACCEPTATION DE LA PROPOSITION PAR RTE

Accord par défaut en l'absence de réponse dans les 8 jours à compter de la Notification de la date prévisionnelle de Mise en Conformité

Acceptation : *oui/non*

Motif du refus :

Responsable RTE :

Fonction :

Date :

MODIFICATION DE LA DATE PREVISIONNELLE DE MISE EN CONFORMITE PAR LE RESPONSABLE DE PROGRAMMATION (NECESSITE D'ORDRE TECHNIQUE)

Envoi par le Responsable de Programmation au plus tard 15 jours avant la date initialement fixée

Date prévisionnelle de mise en Conformité modifiée :

La Mise en Conformité nécessite l'arrêt du groupe : *oui/non*

Justification :

Responsable RP :

Fonction :

Date :

MODIFICATION DE LA DATE PREVISIONNELLE DE MISE EN CONFORMITE SUITE AU REPORT D'UN ESSAI PAR RTE

Date prévisionnelle de Mise en Conformité après report :

Commentaires :

Essai reporté :

Responsable RP ou RTE suivant le cas :

Fonction :

Date :

MISE EN CONFORMITE

Date contractuelle de Mise en Conformité (1) :

Commentaires :

Responsable (2) :

Fonction :

Date :

(1) : Date réelle de Mise en Conformité à l'exception de deux cas particuliers. Premier cas : la date prévisionnelle est reportée suite à un report d'essai demandé par RTE et le groupe est mis en Conformité à la date prévisionnelle après report : la date contractuelle de Mise en Conformité est la date prévisionnelle (avant report). Deuxième cas : le RP demande le retrait du groupe suite à l'application de la clause incident grave : la date contractuelle de Mise en Conformité est la date de suppression du groupe des annexes du Contrat.

(2) Responsable RP ou RTE suivant le cas

CLÔTURE DE LA FICHE PAR RTE

Responsable RTE :

Fonction :

Date :

**FICHE D'ALERTE
(PERFORMANCE ANORMALE VIS-A-VIS DES SERVICES SYSTEME)**

URSE :				
N° DE LA FICHE : 10	Responsable de Programmation :			
Indice : 3	Code du groupe : ABCDET 1			
Date de l'alerte :				
Ouverture de la fiche le :	Date de génération de la fiche :			
<u>DESCRIPTION DE L'ECART DE PERFORMANCE OU DE LA DEFAILLANCE DE REGLAGE</u> Réglage concerné : <i>choix entre RPF, RSFP, RegUQ, RST/RSPF, CS</i> Sur quoi porte l'écart : <i>choix entre U1,U4,U5,U6,F2,F3,F4,F5,F6</i> Limitation U1/U4 en fourniture : <i>oui/non</i> Limitation U1/U4 en absorption : <i>oui/non</i> Date de début d'écart : <i>12/04/05</i> Description de l'écart : <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <tr> <td style="height: 20px; vertical-align: top;"><i>Limitation à 290 Mvar pour 300 Mvar attendus</i></td> </tr> <tr> <td style="height: 20px;"></td> </tr> </table> Début de la période d'observation : Fin de la période d'observation : Cet écart n'a pas d'impact sur la rémunération			<i>Limitation à 290 Mvar pour 300 Mvar attendus</i>	
<i>Limitation à 290 Mvar pour 300 Mvar attendus</i>				
Rédacteur :	Fonction :	Date :		

FICHE D'INFORMATION INDISPONIBILITE > 60 JOURS

**GROUPE DE PRODUCTION PARTICIPANT AU REGLAGE DE LA TENSION ET SITUE EN ZONE SENSIBLE
OU GROUPE APTE AU FONCTIONNEMENT EN COMPENSATEUR SYNCHRONE**

URSE :	
N° DE LA FICHE : 10	Responsable de Programmation :
Indice : 3	Code du groupe : ABCDET 1

Date d'envoi par RTE de l'information :

Ouverture de la fiche le :

Date de génération de la fiche :

Groupe de production en zone sensible : *oui/non***Groupe apte au fonctionnement en compensateur synchrone :** *oui/non***DESCRIPTION DE L'INDISPONIBILITÉ****Date de début d'indisponibilité :** 12/09/2005**Date de fin d'indisponibilité :** 18/02/2006**Durée en jours déclarée par le producteur (1) :** 0

(1) : Cas particuliers où le seuil d'abattement est supérieur à 60 jours (visite décennale, remplacement GV, vidange décennale, travaux de rénovation du contrôle-commande,...)

Commentaires :

Groupe annoncé indisponible pour révision

CONSÉQUENCES FINANCIÈRES INDICATIVES (AU DELÀ DU SEUIL CONTRACTUEL)**Abattement groupe en zone sensible (€/jour) :** 25**Abattement groupe apte au fonctionnement en compensateur synchrone (€/jour) :** 0

Les montants exacts seront calculés lors de la facturation trimestrielle

Rédacteur :

Fonction :

Date :

REMARQUES DU RESPONSABLE DE PROGRAMMATION

Responsable RP :

Fonction :

Date :

CLÔTURE DE LA FICHE PAR RTE

Responsable RTE :

Fonction :

Date :

ANNEXE 10 MODALITES DE SUIVI DU CONTRAT ET DU RETOUR D'EXPERIENCE

Données transmises par RTE à tous les Responsables de Programmation

- Ces données sont relatives au suivi du processus de prescription des Réserves Primaire et Secondaire de fréquence.
- Les contributions aux Réserves Primaire et Secondaire, utilisées en 4 Bis et 5 Bis ne tiennent pas compte des échanges entre Responsables de Programmation et des contributions transférées à l'étranger.

N° de la donnée	Nature de la donnée	Fréquence de transmission
1	Chronique au pas ½ horaire du besoin de RTE en réserve secondaire ayant servi de base pour le calcul de la contribution initiale du Responsable de Programmation (Etape de 13H30)	trimestrielle
2	Chronique au pas ½ horaire du besoin de RTE en réserve secondaire ayant servi de base pour le calcul de la contribution définitive du Responsable de Programmation (Etape de 18H00)	Journalière
3	Monotone mensuelle des écarts au pas ½ horaire entre la donnée 2 et la donnée 1	trimestrielle
4	Chronique au pas ½ horaire de la contribution de référence au réglage primaire du Responsable de Programmation, calculée a posteriori pour la zone France, sur la base des derniers programmes redéclarés par l'ensemble des Responsables de Programmation	trimestrielle
4 Bis	Ratio entre la contribution définitive pour la zone France (calculée à 18H00) et la contribution de référence au réglage primaire du Responsable de Programmation : le ratio est calculé en % par mois	trimestrielle
4 Ter	Histogramme par mois des indicateurs 4 bis pour l'ensemble des Responsables de Programmation participant au réglage de fréquence (l'histogramme ne mentionne pas les noms des Responsables de Programmation)	trimestrielle
5	Chronique au pas ½ horaire de la contribution de référence au réglage secondaire du Responsable de Programmation, calculée a posteriori pour la zone France, sur la base des derniers programmes redéclarés par l'ensemble des Responsables de Programmation	trimestrielle
5 Bis	Ratio entre la contribution définitive pour la zone France (calculée à 18H00) et la contribution de référence au réglage secondaire du Responsable de Programmation : le ratio est calculé en % par mois	trimestrielle
5 ter	Histogramme par mois des indicateurs 5 bis pour l'ensemble des Responsables de Programmation participant au réglage de fréquence (l'histogramme ne mentionne pas les noms des Responsables de Programmation)	trimestrielle

N° de la donnée	Nature de la donnée	Fréquence de transmission
6	Evaluation de l'impact de l'application de la clause d'inaptitude temporaire pour la répartition de la Réserve Primaire à 18h00 entre les Responsables de Programmation : Réduction, par rapport au Programme d'Appel, de la production déclarée à 16H30 par les Responsables de Programmation disposant de moins de 5 ESSY ou disposant d'ESSY « fil de l'eau » : 1 valeur mensuelle en MWh et en pourcentage	trimestrielle
7	Evaluation de l'impact de l'application de la clause d'inaptitude temporaire pour la répartition de la Réserve Secondaire à 18h00 entre les Responsables de Programmation : Réduction, par rapport au Programme d'Appel, de la production déclarée à 16H30 par les Responsables de Programmation disposant de moins de 5 ESSY ou disposant d'ESSY « fil de l'eau » : 1 valeur mensuelle en MWh et en pourcentage	trimestrielle

Retour d'expérience et suivi du Contrat entre RTE et le Responsable de Programmation

[A préciser en fonction des spécificités de chaque Responsable de Programmation]

ANNEXE 11 MODALITES DE CONSOLIDATION DU CALCUL DE L'INDEMNITE

Pour toutes les installations de production, à l'exception de celles mettant en œuvre de l'énergie éolienne ou photovoltaïque

Le Processus de consolidation de la conversion de l'indemnité basée sur le prix EPEX en indemnités égale à 1,2 fois ou 0,2 fois le prix forfaitaire du terme « capacité » comprend les étapes suivantes :

- **Etape 1 :**

RTE envoie le fichier mensuel de données sans tenir compte des indemnités à 1,2 x ou 0,2 x prix forfaitaire ainsi qu'un fichier mensuel indiquant les Indisponibilités Fortuites tracées par RTE (date, début de l'indisponibilité, tranche concernée). La transmission de ces données provisoires du mois M se fait au plus tard le 3^{ème} lundi du mois M+1.

- **Etape 2 :**

Le Responsable de Programmation envoie les éléments relatifs aux Indisponibilités Fortuites afin de compléter les données manquantes de RTE pour la facturation (début et fin de l'indisponibilité, programme d'appel immédiatement antérieur à l'indisponibilité) et ses éventuelles contestations. Ces éléments sont transmis au plus tard 15 jours calendaires après réception des fichiers de l'étape 1.

- **Etape 3 :**

RTE refait le calcul de décompte en intégrant le calcul de l'indemnité pleine à 1,2 x ou 0,2 x prix forfaitaire pour les Indisponibilités Fortuites et les contestations acceptées. La transmission de ces données définitives du mois M se fait au plus tard le 1^{er} lundi du mois M+2.

- **Etape 4 :**

Le Responsable de Programmation accuse réception des données de facturation.

- **Etape 5 :**

RTE établit la facture mensuelle selon les modalités de l'article 9.

Pour les installations de production mettant en œuvre de l'énergie éolienne ou photovoltaïque

SANS OBJET TANT QU'AUCUN GROUPE EOLIEN OU PV NE PARTICIPE AU REGLAGE DE LA FREQUENCE

CONDITIONS GENERALES
CONTRAT D'ACCES AU RESEAU PUBLIC DE TRANSPORT
POUR LES
CLIENTS « CONSOMMATEURS »

SOMMAIRE

1	PREAMBULE	5
2	PERIMETRE CONTRACTUEL.....	5
3	OBJET.....	6
4	COMPTAGE	7
4.1	ENGAGEMENTS DES PARTIES RELATIFS AUX INSTALLATIONS DE COMPTAGE.....	7
4.1.1	Description d'une Installation de Comptage.....	7
4.1.2	Fourniture et pose des composants des Installations de Comptage appartenant au Client..	8
4.1.3	Fourniture et pose des Dispositifs de Comptage.....	8
4.1.4	Etalonnage, programmation, relève et contrôle des Installations de Comptage	9
4.1.5	Vérification contradictoire des Installations de Comptage à la demande d'une Partie	9
4.1.6	Maintenance et renouvellement des Installations de Comptage	10
4.1.7	Accès aux Installations de Comptage.....	10
4.2	MODALITES DE CORRECTIONS DES DONNEES DE COMPTAGE.....	10
4.2.1	Puissance et Energie Actives.....	11
4.2.2	Energie Réactive.....	11
4.3	MODALITES D'OBTENTION ET DE TRAITEMENT DES DONNEES DE COMPTAGE.....	12
4.3.1	Obtention des Données de Comptage.....	12
4.3.2	Règles d'arrondi.....	12
4.3.3	Traitement des Données de Comptage en cas d'indisponibilité d'une Installation de Comptage.....	12
4.3.4	Régularisation des Données de Comptage.....	13
4.4	PRESTATIONS RELATIVES A L'ACCES AUX DONNEES DE COMPTAGE.....	13
4.4.1	Mise à disposition des Données de Comptage	13
4.4.2	Accès direct aux Données de Comptage.....	13
4.5	CAS PARTICULIER D'UNE INSTALLATION DE COMPTAGE SUR UNE ALIMENTATION DE SECOURS HTA.....	14
5	PUISSANCE SOUSCRITE	15
5.1	FIXATION DE LA PUISSANCE SOUSCRITE POUR UNE PERIODE DE SOUSCRIPTION D'UN AN	15
5.2	MODALITES D'APPLICATION DE LA PUISSANCE SOUSCRITE	15
5.2.1	Cas général : par Point de Connexion d'une alimentation.....	15
5.2.2	Cas particuliers : par Point de Connexion Confondu ou Point de Regroupement	15
5.3	MODALITES DE MODIFICATION DE LA PUISSANCE SOUSCRITE AU COURS D'UNE PERIODE DE SOUSCRIPTION	16
5.3.1	Réduction de la Puissance Souscrite.....	16
5.3.2	Augmentation de la Puissance Souscrite.....	17
5.3.3	Cas particulier de la « puissance atteinte »	17
5.3.4	Modalités de Notification de changement de Puissance Souscrite	18
5.4	CAS D'UNE TARIFICATION AVEC DIFFERENCIATION TEMPORELLE (HTA).....	18
5.5	REGLES D'ATTRIBUTION D'UNE AUGMENTATION DE PUISSANCE SOUSCRITE	19
5.6	DEPASSEMENTS DE LA PUISSANCE SOUSCRITE	19
5.7	DEPASSEMENTS PONCTUELS PROGRAMMES POUR TRAVAUX.....	19
6	MAINTENANCE, RENOUVELLEMENT, DEVELOPPEMENT ET REPARATION DES OUVRAGES	21
6.1	INTERRUPTION LIEE A UNE INTERVENTION URGENTE	21
6.2	INTERRUPTIONS PROGRAMMEES	21
6.2.1	Programmation des interventions avec le Client.....	21

6.2.2	<i>Engagement de RTE</i>	22
6.2.2.1	<i>Nature de l'engagement</i>	22
6.2.2.2	<i>Portée de l'engagement</i>	22
6.2.2.3	<i>Modalités d'application</i>	23
6.2.3	<i>Modes opératoires particuliers à la demande du Client</i>	23
6.2.4	<i>Non-respect de l'engagement de RTE</i>	23
6.3	<i>INTERVENTIONS A LA DEMANDE DU CLIENT</i>	24
7	QUALITE DE L'ELECTRICITE	25
7.1	<i>POINT AUQUEL SONT PRIS LES ENGAGEMENTS DE RTE</i>	25
7.2	<i>ENGAGEMENTS DE RTE EN MATIERE DE CONTINUITE DE L'ELECTRICITE</i>	25
7.2.1	<i>Définition</i>	25
7.2.2	<i>Principes</i>	25
7.2.3	<i>Détermination des engagements</i>	26
7.2.4	<i>Modulation des engagements</i>	28
7.2.5	<i>Durée des engagements</i>	28
7.2.6	<i>Révision des engagements en cas de modification durable des conditions d'alimentation du Site du fait du Client</i>	28
7.3	<i>ENGAGEMENTS DE RTE EN MATIERE DE QUALITE DE L'ONDE DE TENSION</i>	29
7.3.1	<i>Tension d'Alimentation Déclarée</i>	29
7.3.2	<i>Engagements sur les variations de l'amplitude de tension</i>	29
7.3.3	<i>Engagements sur les fluctuations rapides de tension</i>	30
7.3.4	<i>Engagements sur les déséquilibres de la tension</i>	30
7.3.5	<i>Engagements sur les variations de fréquence</i>	30
7.4	<i>CARACTERISTIQUES INDICATIVES EN MATIERE DE QUALITE DE L'ONDE DE TENSION</i>	30
7.4.1	<i>Harmoniques</i>	30
7.4.2	<i>Surintensités impulsionnelles</i>	31
7.4.3	<i>Creux de tension</i>	31
7.5	<i>SUIVI DES ENGAGEMENTS EN MATIERE DE QUALITE DE L'ELECTRICITE</i>	33
7.6	<i>OBLIGATION DE PRUDENCE DU CLIENT</i>	33
7.7	<i>ENGAGEMENTS DU CLIENT EN MATIERE DE LIMITATION DES PERTURBATIONS PROVENANT DE SES INSTALLATIONS</i>	33
7.7.1	<i>Principes</i>	33
7.7.2	<i>Fluctuations rapides de la tension</i>	34
7.7.2.1	<i>A-coups de tension</i>	34
7.7.2.2	<i>Flicker (« papillotement »)</i>	34
7.7.3	<i>Déséquilibres de la tension</i>	34
7.7.4	<i>Harmoniques</i>	36
7.7.5	<i>Perturbations nécessitant la mise en œuvre de dispositions spécifiques sur le RPT</i>	36
8	RESPONSABILITE	37
8.1	<i>RESPONSABILITE DE RTE A L'EGARD DU CLIENT</i>	37
8.2	<i>RESPONSABILITE DU CLIENT A L'EGARD DE RTE</i>	37
8.3	<i>DISPOSITION PARTICULIERE EN CAS DE COUPURE D'UNE DUREE SUPERIEURE A 6 HEURES</i>	37
8.4	<i>MODALITES DE TRAITEMENT DES SINISTRES</i>	38
8.5	<i>ASSURANCES</i>	38
8.6	<i>FORCE MAJEURE</i>	39
9	TARIF D'UTILISATION DU RPT	40
9.1	<i>CONTEXTE ET CHAMP D'APPLICATION</i>	40
9.2	<i>PRINCIPES D'APPLICATION DU TURPE</i>	40
9.2.1	<i>Généralités</i>	40
9.2.2	<i>Composante annuelle de gestion</i>	40
9.2.3	<i>Composante annuelle de comptage</i>	40

9.2.4	Composante annuelle des Injections	41
9.2.5	Composante annuelle des Soutirages	41
9.2.5.1	Part fixe de la composante annuelle des Soutirages	41
9.2.5.2	Part variable de la composante annuelle des Soutirages	41
9.2.6	Composantes mensuelles des Dépassements de la Puissance Souscrite	42
9.2.7	Cas particulier de la « puissance atteinte »	42
9.2.8	Composante annuelle des Alimentations Complémentaires et de Secours	43
9.2.9	Composante de regroupement des Points de Connexion	44
9.2.10	Composante annuelle des Dépassements ponctuels programmés pour travaux	44
9.2.11	Composante annuelle de l'Energie Réactive	44
9.2.12	Tarification avec différenciation temporelle (HTA)	46
10	CONDITIONS DE FACTURATION ET DE PAIEMENT	47
10.1	CONDITIONS GENERALES DE FACTURATION	47
10.2	MODALITES DE FACTURATION DE LA PART VARIABLE DE LA COMPOSANTE ANNUELLE DES SOUTIRAGES	47
10.3	MODALITES DE CONTESTATION DE LA FACTURE	48
10.4	CONDITIONS DE PAIEMENT	48
10.4.1	Paie ment par chè que ou par virement	48
10.4.2	Paie ment par prél è vement automatique	48
10.5	DEFAUT DE PAIEMENT ET PENALITES EN CAS DE NON-PAIEMENT	49
10.6	PAIEMENT PAR UN TIERS	50
10.7	CONTRIBUTION TARIFAIRE D'ACHEMINEMENT (CTA)	50
10.8	CONTRIBUTION AU SERVICE PUBLIC DE L'ELECTRICITE (CSPE)	50
11	DECLARATION DU RESPONSABLE D'EQUILIBRE	51
11.1	DESIGNATION DU RESPONSABLE D'EQUILIBRE PAR LE CLIENT	51
11.2	CHANGEMENT DE RESPONSABLE D'EQUILIBRE	51
11.2.1	A l'initiative du Client	51
11.2.2	A l'initiative du Responsable d'Equilibre	52
11.2.3	A l'initiative de RTE	52
11.2.3.1	Résiliation par RTE en cas de non-paiement par le Responsable d'Equilibre des sommes dues à RTE	52
11.2.3.2	Autres cas de Résiliation par RTE	53
12	DISPOSITIONS GENERALES	54
12.1	ENTREE EN VIGUEUR DE NOUVELLES DISPOSITIONS LEGISLATIVES OU REGLEMENTAIRES	54
12.2	CONFIDENTIALITE	54
12.2.1	Nature des informations confidentielles	54
12.2.2	Contenu de l'obligation de confidentialité	54
12.2.3	Durée de l'obligation de confidentialité	55
12.3	NOTIFICATIONS	55
12.4	CONTESTATIONS	55
12.5	CESSION	56
12.6	RESILIATION ET SUSPENSION	56
12.7	DECONNEXION DU R.P.T.	57
12.8	ENTREE EN VIGUEUR ET DUREE DU CONTRAT	57
12.9	DROIT APPLICABLE ET LANGUE DU CONTRAT	57
13	ANNEXE : DEFINITIONS	58

1 PREAMBULE

L'article 23 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 modifiée relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité dispose qu'un droit d'accès aux Réseaux Publics de Transport et de Distribution d'électricité est garanti pour assurer l'exécution des contrats de fourniture d'électricité des Consommateurs qui ont fait valoir leur éligibilité, c'est-à-dire les Consommateurs qui ont exercé leur droit de choisir librement leur fournisseur d'électricité, conformément à l'article 22 de la loi du 10 février 2000.

A cet effet, un contrat d'accès au réseau est conclu entre les gestionnaires des réseaux et les Sites de Consommation raccordés à ces réseaux.

Le raccordement des Sites aux réseaux publics d'électricité, dans les conditions déterminées par les textes réglementaires applicables, est un préalable à l'accès aux réseaux. Ce raccordement donne lieu à une convention de raccordement.

Par ailleurs, l'accès d'un Site de Consommation aux réseaux n'étant garanti, conformément à l'article 23 de la loi du 10 février 2000 modifiée, que pour assurer l'exécution des contrats de fourniture d'électricité, le Site doit disposer d'un contrat de fourniture d'électricité.

Le présent Contrat constitue le contrat d'accès au Réseau Public de Transport d'électricité (RPT) des Sites de Consommation.

Des Prestations Annexes peuvent, en outre, être souscrites par les Sites. Elles sont publiées dans le catalogue des Prestations Annexes disponible sur le site internet de RTE (www.rte-france.com).

RTE rappelle enfin l'existence de la Documentation Technique de Référence. Cette documentation expose les principes généraux de gestion et d'utilisation du Réseau Public de Transport d'électricité que RTE applique à l'ensemble des Sites de Consommation. La Documentation Technique de Référence (DTR)¹ est également disponible sur le site internet de RTE.

2 PERIMETRE CONTRACTUEL

Le Contrat d'Accès au Réseau Public de Transport d'électricité (CART) pour les Sites de Consommation raccordés à ce réseau comprend les pièces suivantes :

- les présentes Conditions Générales ;
- les Conditions Particulières, dont le Client reconnaît avoir pleinement connaissance et dont il déclare accepter sans réserve toutes les dispositions ;
- et leurs Annexes.

Les Conditions Particulières prévalent sur les Conditions Générales.

Ces pièces constituent l'intégralité et l'exclusivité de l'accord des Parties quant à leur objet.

¹ Une seule version de la DTR s'applique à l'ensemble des Sites. Le cas échéant, elle précise les exigences applicables aux installations existantes.

Elles annulent et remplacent toutes lettres, propositions, offres et conventions antérieures portant sur le même objet.

3 OBJET

Les présentes Conditions Générales définissent les modalités d'accès au Réseau Public de Transport (RPT) pour un Site de Consommation ayant exercé son éligibilité.

Elles définissent également les modalités relatives à l'Injection d'électricité sur le RPT, à partir d'installations de production établies sur ce Site.

Par ailleurs, elles confient à RTE, dans le cadre d'accords passés, le cas échéant, avec les gestionnaires des réseaux de distribution, certains actes relatifs à la gestion des Alimentations de Secours relevant des Réseaux Publics de Distribution (RPD), lorsque le Site dispose d'une Alimentation Principale raccordée au Réseau Public de Transport (RPT).

Les Conditions Générales et la trame-type des Conditions Particulières sont publiées sur le site internet de RTE (www.rte-france.com), après approbation par la Commission de Régulation de l'Energie (la CRE).

Les mots ou groupes de mots utilisés dans le présent contrat et dont la première lettre est en majuscule sont définis en Annexe 1.

4 COMPTAGE

RTE prend à l'égard des Sites de Consommations raccordés au RPT des engagements relatifs au comptage. Ces engagements visés au présent chapitre sont pris en application des dispositions du Cahier des Charges du RPT.

Le Client prend aussi des engagements détaillés ci-après en ce qui concerne les Installations de Comptage.

Le respect des engagements de chacune des Parties conditionne la fiabilité des Données de Comptage.

4.1 Engagements des Parties relatifs aux Installations de Comptage

Toute modification des Installations de Comptage donne lieu à une mise à jour de la convention de raccordement, si elle existe, et de l'article 3 des Conditions Particulières.

4.1.1 Description d'une Installation de Comptage

Une Installation de Comptage est un ensemble constitué :

- de transformateurs de mesure de tension et de courant,
- d'un Dispositif de Comptage,
- d'une alimentation électrique,
- d'une interface avec le réseau public téléphonique commuté,
- de câbles et dispositif de liaison entre ces composants.

Le Dispositif de Comptage est lui-même constitué :

- de Compteurs,
- d'un Bornier,
- d'une horloge synchronisée par trame radio ou émission GPS,
- de câbles et dispositif de liaison entre ces différents composants.

Ces composants sont installés dans une structure d'accueil.

Les Installations de Comptage doivent se situer dans les locaux du Client.

Les Installations de Comptage nécessaires pour mesurer les flux d'énergie échangés par le Client avec RTE en un Point de Connexion sont installées au plus près de ce Point de Connexion, conformément à la Documentation Technique de Référence.

Le Point de Comptage est le point physique où sont placés les transformateurs de mesure de courant et de tension destinés au comptage des flux d'énergie.

Les composants des Installations de Comptage dont le Client est propriétaire sont indiqués à l'article 4.1.2 ci-après.

Les Installations de Comptage dédiées au Client permettant de facturer l'accès au RPT et de calculer les Injections et Soutirages du Site sont décrites à l'article 3.5 des Conditions Particulières.

4.1.2 Fourniture et pose des composants des Installations de Comptage appartenant au Client

Les composants des Installations de Comptage appartenant au Client sont les suivants :

- transformateurs de mesures de courant et de tension,
- alimentation électrique,
- interface avec le réseau public téléphonique commuté,
- câbles permettant le raccordement de ces composants au Dispositif de Comptage.

Les composants des Installations de Comptage appartenant au Client sont fournis et posés par le Client.

Les caractéristiques que doivent présenter ces composants sont précisées par RTE dans la Documentation Technique de Référence².

Ils sont installés en un lieu approprié choisi d'un commun accord, dont les caractéristiques sont également indiquées dans la Documentation Technique de Référence³.

Les câbles entre les transformateurs de mesure et le Dispositif de Comptage constituent le circuit de mesure. Ils sont fournis et posés par le Client dans le respect de la réglementation et des normes techniques en vigueur. Ils sont réservés à l'usage exclusif de RTE.

Le Client met à la disposition de RTE les certificats de vérification et/ou d'essais attestant de la conformité au moment de la pose des composants des Installations de Comptages lui appartenant, dont les caractéristiques sont précisés dans la Documentation Technique de Référence.

4.1.3 Fourniture et pose des Dispositifs de Comptage

La Partie propriétaire des Dispositifs de Comptage est précisée à l'article 3.5 des Conditions Particulières.

Les Dispositifs de Comptage sont fournis et branchés par la Partie propriétaire :

- aux transformateurs de mesure de courant et de tension,
- à l'alimentation électrique,
- à l'interface avec le réseau public téléphonique commuté.

Ils sont installés en un lieu approprié choisi d'un commun accord, dont les caractéristiques sont précisées dans la Documentation Technique de Référence⁴.

Les composants du Dispositif de Comptage sont conformes aux prescriptions de la Documentation Technique de Référence⁵.

² Une seule version de la DTR s'applique à l'ensemble des Sites. Le cas échéant, elle précise les exigences applicables aux installations existantes.

³ Idem.

⁴ Idem.

⁵ Idem.

La Partie propriétaire tient à la disposition de l'autre Partie les certificats de vérification et/ou d'essais attestant de leur conformité à la réglementation et aux normes techniques visées dans la Documentation Technique de Référence⁶.

4.1.4 Etalonnage, programmation, relève et contrôle des Installations de Comptage

RTE réalise l'étalonnage, la programmation des Installations de Comptage, ainsi que le contrôle de la conformité des Installations de Comptage aux prescriptions de la Documentation Technique de Référence⁷.

L'étalonnage, la programmation, le contrôle et la pose de scellés sont menés de manière contradictoire avec le Client.

RTE assure la relève des Compteurs.

RTE effectue ces opérations selon des procédures qui sont tenues à la disposition du Client.

Le Client doit prendre les mesures de manière à ce qu'il ne soit pas porté atteinte au fonctionnement des Installations de Comptage, notamment par un tiers lorsque les Installations de Comptage sont situées dans les locaux du Client.

4.1.5 Vérification contradictoire des Installations de Comptage à la demande d'une Partie

Tout composant des Installations de Comptage peut donner lieu à une vérification contradictoire de son bon fonctionnement à l'initiative du Client ou de RTE.

Lorsque la vérification ne démontre pas de dysfonctionnement, la Partie ayant demandé la vérification prend à sa charge les frais de vérification.

Lorsque la vérification démontre un dysfonctionnement, la Partie propriétaire des composants défectueux les remet en état conformément à la Documentation Technique de Référence. Cette remise en état intervient dans un délai de quinze Jours à compter de la date de la vérification contradictoire. Elle prend également à sa charge les frais de vérification.

RTE procède aux régularisations des Données de Comptage ainsi qu'aux rectifications de facturation aux frais de la Partie propriétaire des composants défectueux.

En cas de non-respect par le Client, lorsqu'il est propriétaire des Installations de Comptage, du délai de quinze Jours susmentionné :

- RTE est légitime à mettre en œuvre et à refacturer les moyens nécessaires pour obtenir et/ou reconstituer les Données de Comptage.
- RTE installe des Installations de Comptage de substitution. Ces installations sont déposées à la mise en conformité des Installations de Comptage du Client. Les frais d'installation, d'entretien et de dépose des Installations de Comptage de substitution sont à la charge du Client.

⁶ Une seule version de la DTR s'applique à l'ensemble des Sites. Le cas échéant, elle précise les exigences applicables aux installations existantes.

⁷ Idem.

4.1.6 Maintenance et renouvellement des Installations de Comptage

Chaque Partie propriétaire d'un composant d'une Installation de Comptage est responsable de sa maintenance et de son renouvellement.

En cas de dysfonctionnement d'un composant d'une Installation de Comptage, la Partie propriétaire doit intervenir au plus tard sous 3 Jours Ouvrés, à compter du constat du dysfonctionnement, pour y remédier. La Partie propriétaire Notifie à l'autre Partie la date et la nature de cette opération de maintenance. En cas d'impossibilité de respecter ce délai constatée par les Parties, celles-ci conviennent d'un nouveau délai.

Chaque Partie propriétaire peut remplacer les composants des Installations de Comptage lui appartenant par des équipements de nouvelle génération en cours d'exécution du Contrat dans le respect des exigences de la Documentation Technique de Référence.

Dans ce cas, et plus généralement pour toute opération de renouvellement, la Partie propriétaire Notifie préalablement à l'autre Partie la date prévisionnelle de mise en service de ces nouveaux composants. Après cette information, les Parties se rapprochent pour programmer les travaux de mise en place de ces composants. Les Installations de Comptage existantes sont utilisées jusqu'à la date effective de mise en service des nouvelles Installations telle que Notifiée par la Partie propriétaire.

La modification de composants des Installations de Comptage, notamment en raison de leur obsolescence, peut rendre nécessaire la modification des composants appartenant à l'autre Partie. Dans ce cas, cette dernière procède, à ses frais, à cette modification dûment justifiée dans les conditions visées précédemment, moyennant un délai de prévenance raisonnable et dans le respect des exigences de la Documentation Technique de Référence.

4.1.7 Accès aux Installations de Comptage

RTE peut accéder à tout moment, sous réserve d'une information préalable, aux locaux dans lesquels sont installés les composants des Installations de Comptage. Le Client doit prendre toutes les dispositions nécessaires pour que les personnes autorisées par RTE puissent, dans les 24 heures suivant sa demande, avoir accès aux locaux où sont situées les Installations de Comptage et disposer d'une autorisation de travail sur le Site.

4.2 Modalités de corrections des Données de Comptage

Si les Installations de Comptage sont installées sur des circuits à une tension différente de la tension de raccordement et/ou éloignés du Point de Connexion, les données télé-relevées sont corrigées par application de coefficients correcteurs C_a (multiplicatif) pour l'Energie Active et $C_{réa}$ (additif) pour l'Energie Réactive, fixés aux articles 4.1 et 4.2 des Conditions Particulières.

4.2.1 Puissance et Energie Actives

Dans les conditions normales (hors transformateurs spéciaux et marche à vide fréquente par exemple), les pertes de transformation dépendent de la puissance nominale P_i des transformateurs :

Puissance nominale P_i du transformateur	pertes de transformation
$P < 10$ MVA	+ 1 %
$10 \text{ MVA} \leq P < 25$ MVA	+ 0,7 %
$25 \text{ MVA} \leq P < 50$ MVA	+ 0,6 %
$P \geq 50$ MVA	+ 0,5 %

En cas de Point de Connexion à plusieurs transformateurs (n transformateurs) de puissance nominale P_i et de pertes de transformation t_i différentes, les pertes de transformation au Point de Connexion sont égales à :

$$\frac{\sum_{i=1}^n P_i \times t_i}{\sum_{i=1}^n P_i}$$

En cas de changement de transformateur par le Client, celui-ci Notifie préalablement à RTE la nouvelle puissance nominale afin de tenir compte des nouvelles pertes de transformation.

Les pertes sur liaisons (lignes ou câbles) sont définies selon le niveau de tension considéré à savoir :

Niveau de tension	Pertes sur liaisons
HTA	+ 0,4 % par km
HTB1	+ 0,1 % par km
HTB2	+ 0,03 % par km
HTB3	+ 0,015 % par km

4.2.2 Energie Réactive

Dans les conditions normales, pour tenir compte des pertes de transformation, la tangente Phi est corrigée d'une constante additive $C_{réa}$ dépendant des tensions primaire et secondaire :

Type de transformation	$C_{réa}$
HTB2/HTB1	+ 0,05
HTB2/HTA et HTB1/HTA	+ 0,09

4.3 Modalités d'obtention et de traitement des Données de Comptage

4.3.1 Obtention des Données de Comptage

Les Données de Comptage sont obtenues à l'aide des Compteurs décrits à l'article 3.6 des Conditions Particulières et, en priorité, à l'aide du Compteur de Référence, sinon des autres Compteurs disponibles.

Les Données de Comptage servent de référence pour la facturation de l'accès au réseau et pour le Décompte des Energies selon les Règles.

En cas de contestation, les Données de Comptage qui font foi sont celles mémorisées par les composants des Installations de Comptage si ces données existent.

4.3.2 Règles d'arrondi

Les Données de Comptages par pas de 10 minutes sont traitées en valeurs entières de kW et de kVar en ce qui concerne respectivement l'Energie Active et l'Energie Réactive.

Les valeurs calculées sont systématiquement arrondies au nombre de chiffres significatifs selon les règles suivantes :

- Une décimale non significative égale à 0-1-2-3 ou 4 n'incrémente pas la décimale significative ;
- Une décimale non significative égale à 5-6-7-8 ou 9 incrémente la décimale significative.

4.3.3 Traitement des Données de Comptage en cas d'indisponibilité d'une Installation de Comptage

Dans l'hypothèse où aucun des Compteurs visées à l'article 4.3.1 ci-dessus n'est disponible, il est fait application des règles suivantes :

- Pour les données d'Energie Active :
 - Pour les absences de données inférieures à une heure, les grandeurs manquantes sont remplacées par interpolation linéaire ;
 - Pour les absences de données égales ou supérieures à une heure, les grandeurs manquantes sont remplacées par des valeurs introduites manuellement par RTE à partir des données disponibles que RTE pourra fournir. RTE Notifie ces valeurs au Client.

A défaut de données disponibles fournies par RTE, le Client fournit à RTE des données mesurées. Les grandeurs manquantes sont remplacées par des valeurs introduites manuellement par RTE à partir des données mesurées par le Client. RTE Notifie ces valeurs au Client. A défaut de données disponibles fournies par RTE, et si le Client ne dispose pas de données mesurées, RTE procède à la recopie des valeurs d'une période similaire définie conjointement avec le Client.

- pour les données d'Energie Réactive :
- Les valeurs manquantes sont mises à zéro indépendamment de la durée de l'absence des données.

4.3.4 Régularisation des Données de Comptage

Pour toute régularisation des Données de Comptage, une régularisation de facturation est effectuée. Cette facture de régularisation, bien que portant sur une période antérieure, n'entraîne pas l'application de pénalités sur la période considérée. En revanche, les pénalités de retard s'appliquent si cette facture de régularisation n'est pas réglée dans les conditions visées à l'article 10.5 ci-après. Les régularisations sont soumises à la prescription quinquennale de l'article 110-4 du code de commerce.

Cette régularisation est Notifiée au Client par RTE. Sans opposition du Client par voie de Notification, la régularisation des Données de Comptage est intégrée dans la facture suivante. Le Responsable d'Equilibre du Client a connaissance des données régularisées via les données publiées, dans les conditions fixées par les Règles.

4.4 Prestations relatives à l'accès aux Données de Comptage

Les Données de Comptage appartiennent au Client. Le Client peut autoriser RTE à communiquer les Données de Comptage à un tiers qu'il désigne à l'article 5.2 des Conditions Particulières.

Le Client est seul responsable de l'utilisation que lui-même ou, le cas échéant, le tiers désigné par ses soins, fait de ces informations.

4.4.1 Mise à disposition des Données de Comptage

RTE met à la disposition du Client, chaque semaine, les Données de Comptage Brutes et Validées par RTE. Le Client peut toutefois opter, à l'article 5.1 des Conditions Particulières, pour une mise à disposition mensuelle.

Cette mise à disposition se fait par messagerie sécurisée.

4.4.2 Accès direct aux Données de Comptage

Le Client peut accéder à l'ensemble des données délivrées par les Installations de Comptage du Site suivant les modalités exposées dans la Documentation Technique de Référence.

Deux possibilités d'accès direct aux Données de Comptage sont offertes au Client :

- RTE met à la disposition exclusive du Client, à sa demande, les énergies mesurées à partir d'un Bornier auquel il a accès. La mesure est délivrée par des impulsions dont le calibrage est effectué par RTE. La référence horaire utilisée par le comptage est sous forme de « top horaire ».

⁸ Une seule version de la DTR s'applique à l'ensemble des Sites. Le cas échéant, elle précise les exigences applicables aux installations existantes.

Le poids des impulsions est indiqué à l'article 5.2 des Conditions Particulières.

- Le Client peut télé-relever directement les données du Compteur de Référence.

Les modalités de télé-relevé par le Client sont précisées à l'article 5.2 des Conditions Particulières. Y figure en particulier la plage horaire de télé-relève préférentielle. Néanmoins, le Client peut télé-relever ponctuellement en dehors de cette plage horaire dans les conditions visées à l'article 5.2 précité.

Dans le cadre de ses missions, RTE peut être amené à modifier cette plage horaire préférentielle après concertation avec le Client et sous réserve du respect d'un préavis de 3 Jours.

Le télé-relevé du Compteur de Référence est protégé par un mot de passe propre au Client et configuré par RTE.

Si le Client souhaite modifier son mot de passe ou toute information visée à l'Annexe 6 des Conditions Particulières, il en Notifie la demande à RTE.

Dans ce cas, RTE s'engage à reconfigurer les Compteurs, à Notifier au Client le nouveau mot de passe, et/ou à actualiser l'Annexe 6, dans un délai d'un mois à compter de la réception de la demande.

RTE ne pourra être tenu responsable si le Client ne demande pas la modification du mot de passe notamment en cas de changement d'interlocuteur désigné par le Client à l'Annexe 6 des Conditions Particulières.

Dans tous les cas, le Client s'engage à ne pas modifier les paramètres et les Données de Comptage du Compteur de Référence.

4.5 Cas particulier d'une Installation de Comptage sur une Alimentation de Secours HTA

Lorsqu'un gestionnaire de réseau de distribution confie à RTE la gestion d'une Alimentation de Secours HTA, RTE accomplit les actes suivants relatifs au comptage :

- La fourniture, la pose, l'étalonnage, la programmation et la vérification de la conformité de l'Installation de Comptage,
- La relève, le contrôle métrologique périodique, la maintenance et le renouvellement de l'Installation de Comptage,
- La transmission mensuelle par courriel au Client des Données de Comptage du mois écoulé si celui-ci en fait la demande, selon les modalités visées à l'article 4.4.1.

Les Parties sont tenues à cet égard de respecter l'ensemble des engagements figurant à l'article 4.1. Les Prestations Annexes demandées, le cas échéant, par le Client sont réalisées par RTE conformément à son catalogue des Prestations Annexes.

5 PUISSANCE SOUSCRITE

La Puissance Souscrite (PS) est fixée par le Client en fonction de ses besoins vis-à-vis du RPT.

La Puissance Souscrite est un élément déterminant de la facture annuelle d'accès au réseau du Client comme indiqué au chapitre 9 des Conditions Générales.

La Puissance Souscrite est en permanence à la disposition du Client, sous les réserves exposées aux chapitres 6 et 7, ainsi qu'aux articles 8.6, 10.5, 11.2 et 12.8.

5.1 Fixation de la Puissance Souscrite pour une Période de Souscription d'un an

Le Client fixe la Puissance Souscrite à l'article 6.1 des Conditions Particulières pour une durée d'un an, appelée Période de Souscription.

Pour modifier la Puissance Souscrite sur une nouvelle Période de Souscription d'un an, le Client Notifie sa demande à RTE au plus tard à la fin du premier mois suivant l'expiration de cette Période de Souscription.

A défaut d'une telle Notification, la Puissance Souscrite est tacitement reconduite pour une nouvelle Période de Souscription d'un an.

A la demande du Client, RTE peut, dans le cadre de ses missions, fournir des conseils sur le choix de la souscription de puissance, dans les conditions de responsabilité de droit commun.

5.2 Modalités d'application de la Puissance Souscrite

5.2.1 Cas général : par Point de Connexion d'une alimentation

La Puissance Souscrite est définie par Point de Connexion de l'Alimentation Principale.

Si le Client dispose d'une Alimentation de Secours relevant d'un Domaine de Tension inférieur à celui de l'Alimentation Principale, il choisit alors aussi une Puissance Souscrite par Point de Connexion de l'Alimentation de Secours. Cette PS doit alors être inférieure ou égale à celle souscrite au Point de Connexion de son/ses Alimentation(s) Principale(s).

5.2.2 Cas particuliers : par Point de Connexion Confondu ou Point de Regroupement

- par Point de Connexion Confondu

Si le Client dispose de plusieurs Points de Connexion aux réseaux publics en HTB ou en HTA, tout ou partie de ces points sont confondus si, en régime normal d'exploitation des ouvrages électriques du Client, tel que convenu contractuellement avec RTE, ils sont reliés par des ouvrages électriques du Client au même Domaine de Tension.

La Puissance Souscrite est alors fixée au Point de Connexion Confondu. Elle est déterminée par le Client à partir de la courbe de consommation synchrone résultant de la superposition des courbes de consommation des différents Points de Connexion Confondus.

Le Point de Connexion Confondu est mentionné à l'article 6.1 des Conditions Particulières.

Les dispositions du présent Contrat qui s'appliquent au Point de Connexion s'appliquent également au Point de Connexion Confondu.

- Par Point de Regroupement

Si le Client dispose sur le Site de plusieurs Points de Connexion relevant du même Domaine de Tension, il peut opter en faveur du regroupement tarifaire de tout ou partie de ces Points de Connexion. Le regroupement est limité au périmètre d'un même Site .

La Puissance Souscrite est déterminée par le Client à partir de la courbe de consommation synchrone résultant de la superposition des courbes de consommation des différents Points de Connexion regroupés.

Le Point de Regroupement est mentionné à l'article 6.2 des Conditions Particulières.

A l'issue de chaque Période de Souscription, le regroupement et la Puissance Souscrite correspondant à la Période de Souscription précédente sont tacitement reconduits pour une nouvelle Période de Souscription, sauf Notification du Client.

En effet, le Client peut :

- Soit Notifier à RTE qu'il met fin au regroupement. Dans ce cas, il fixe une Puissance Souscrite pour chaque Point de Connexion pour 12 mois. Lorsque le Client a mis fin au regroupement, il ne peut, au cours de la Période de Souscription suivante, procéder au regroupement de tout ou partie des Points de Connexion anciennement regroupés ;
- Soit Notifier à RTE la reconduction du regroupement. Dans ce cas, il précise dans sa Notification la Puissance Souscrite au titre d'une nouvelle Période de Souscription.

Le Client peut également opter pour le regroupement en cours d'exécution du Contrat. A cet effet, il Notifie sa demande à RTE dans les conditions visées précédemment et il est établi ensuite un avenant au Contrat.

Le regroupement prend effet à la date indiquée par le Client qui est obligatoirement le premier Jour d'un mois et au plus tôt le premier Jour du mois suivant la Notification.

5.3 Modalités de modification de la Puissance Souscrite au cours d'une Période de Souscription

5.3.1 Réduction de la Puissance Souscrite

Le Client peut réduire sa Puissance Souscrite par Notification sous réserve qu'il n'ait pas procédé à une augmentation de Puissance Souscrite au cours des 12 derniers mois.

Toute réduction de Puissance Souscrite doit être au moins égale :

- à 200 kW lorsque la Puissance Souscrite est supérieure ou égale à 4 MW ;
- à 5 % de la Puissance Souscrite lorsque celle-ci est inférieure à 4 MW.

La réduction de Puissance Souscrite prend effet à la date indiquée par le Client qui est obligatoirement le premier Jour d'un mois et au plus tôt le premier Jour du mois de la Notification.

Toute réduction de la Puissance Souscrite ouvre une nouvelle Période de Souscription de 12 mois, sauf dans le cas où la réduction conduit à une Puissance Souscrite nulle, correspondant à une cessation d'activité.

5.3.2 Augmentation de la Puissance Souscrite

- Cas général

Le Client peut augmenter à tout moment sa Puissance Souscrite par Notification.

Toute augmentation de la Puissance Souscrite doit être au moins égale :

- à 200 kW lorsque la Puissance Souscrite est supérieure ou égale à 4 MW ;
- à 5 % de la Puissance Souscrite lorsque celle-ci est inférieure à 4 MW.

L'augmentation de la Puissance Souscrite prend effet à la date indiquée par le Client qui est obligatoirement le premier Jour d'un mois et au plus tôt le premier Jour du mois de la Notification.

En cas d'augmentation de la Puissance Souscrite nécessitant l'exécution de travaux sur le RPT, il est procédé comme indiqué à l'article 5.4 ci-après.

- Cas d'une hausse après baisse

Si dans les 12 mois précédant le premier Jour du mois de l'augmentation prévue, le Client a procédé à une réduction de sa Puissance Souscrite, il est fait application des règles suivantes :

Si la puissance résultant de l'augmentation est inférieure à la Puissance Souscrite en vigueur 12 mois auparavant :

- L'augmentation de Puissance Souscrite prend effet à la date d'effet de la première baisse intervenue au cours des 12 derniers mois qui a conduit à une puissance inférieure ou égale à la nouvelle Puissance Souscrite. La Période de Souscription court à compter de cette date ;
- Les dépassements de Puissance Souscrite facturés au Client précédemment restent acquis à RTE.

Si la puissance résultant de l'augmentation est supérieure ou égale à la Puissance Souscrite en vigueur 12 mois auparavant :

- L'augmentation de Puissance Souscrite prend effet à la date indiquée par le Client qui est obligatoirement le premier Jour d'un mois et au plus tôt le premier Jour du mois de la Notification ;
- Les réductions de Puissance Souscrite intermédiaires intervenues au cours des 12 mois précédents sont annulées et la Puissance Souscrite en vigueur 12 mois auparavant est appliquée jusqu'à la date d'effet de la nouvelle Puissance Souscrite ;
- Les dépassements de Puissance Souscrite facturés au Client précédemment restent acquis à RTE.

5.3.3 Cas particulier de la « puissance atteinte »

Si le Client souhaite augmenter sa Puissance Souscrite afin de faire fonctionner un outil électro-consommateur nouvellement installé, il peut demander à RTE, par voie de Notification, l'ouverture

d'une période « à la puissance atteinte », afin d'établir une Puissance Souscrite supérieure à la précédente. Il joint à sa demande les éléments justificatifs relatifs à l'installation d'un nouvel outil électro-consommateur.

Cette période d'observation débute le premier Jour du mois suivant la demande et sa durée est limitée à 3 mois. La demande visée ci-dessus peut être faite dans la limite de 2 fois par année civile.

Pendant la période d'observation, le Client accepte une valorisation mensuelle de la Puissance Souscrite sur la base de la moyenne des 3 puissances maximales atteintes sur 3 Jours différents du mois. Toutefois, la puissance retenue ne peut être inférieure à la Puissance Souscrite avant l'ouverture de la période d'observation. La mise à disposition de puissance se fait dans la limite des capacités des ouvrages existants.

A l'issue de la période d'observation, le Client souscrit suivant les modalités exposées à l'article 5.3.2 une nouvelle puissance au moins égale à la Puissance Souscrite avant la période d'observation. La nouvelle souscription ouvre une nouvelle Période de Souscription.

Les dispositions du présent article s'appliquent également au cas d'un Site nouvellement raccordé au RPT.

5.3.4 Modalités de Notification de changement de Puissance Souscrite

Pour modifier sa Puissance Souscrite, le Client Notifie sa demande à RTE qui, dans le cadre des règles de modification de Puissance Souscrite expliquées ci-dessus, Notifie sa réponse et la date d'effet dans un délai de 8 Jours à compter de la réception de la Notification du Client.

La réception par le Client de la Notification de RTE vaut avenant au Contrat.

5.4 Cas d'une tarification avec différenciation temporelle (HTA)

Les modalités de fixation, d'application et de modification de la Puissance Souscrite décrites ci-dessus s'appliquent à la Puissance Souscrite pour chaque Classe Temporelle.

Quel que soit i , les Puissances Souscrites doivent être telles que $PS_{i+1} \geq PS_i$

où :

i désigne la classe temporelle ;

PS_i est la Puissance Souscrite pour la Classe Temporelle i .

La Puissance Souscrite Pondérée se calcule comme suit :

$$PS_{pondérée} = k_1 \cdot PS_1 + \sum_{i=2}^n k_i \cdot (PS_i - PS_{i-1})$$

où :

i désigne la classe temporelle ;

PS_i est la Puissance Souscrite pour la Classe Temporelle i ;

k_i est le coefficient pondérateur de la puissance par Classe Temporelle i ;

k_1 et PS_1 sont définis dans la décision tarifaire visée à l'Annexe 2 des Conditions Particulières ;

la valeur des coefficients k_i sont définis dans la décision tarifaire visée à l'Annexe 2 des Conditions Particulières.

5.5 Règles d'attribution d'une augmentation de Puissance Souscrite

Si la nouvelle puissance demandée est inférieure à la Puissance de Raccordement, la nouvelle puissance est attribuée au Client. Si nécessaire, RTE procèdera à ses frais et dans les meilleurs délais aux renforcements de réseau pour mettre à disposition la puissance demandée.

Si la nouvelle puissance demandée est supérieure à la Puissance de Raccordement et que la capacité d'accueil du réseau existant ne permet pas de mettre à disposition la puissance demandée, du fait de l'existence de contraintes sur le réseau qui relie le Point de Connexion au poste de transformation vers la tension supérieure la plus proche, l'augmentation de puissance n'est attribuée qu'après réalisation des travaux de renforcement. Ces travaux font l'objet d'une participation financière du Client, dans les conditions fixées dans la Proposition Technique et Financière. Une fois ces travaux effectués, la convention de raccordement et les Conditions Particulières sont mises à jour. Le cas échéant, s'il n'en existe pas, une convention de raccordement est établie.

Dans le cas d'un Point de Connexion Confondu ou Point de Regroupement, le Client fixe la Puissance Souscrite au Point de Connexion Confondu ou au Point de Regroupement pour une Période de Souscription, sous réserve de ne pas dépasser, par Point de Connexion, la Puissance de Raccordement des ouvrages existants.

Si le Client demande une Puissance Souscrite qui dépasse, au Point de Connexion Confondu ou au Point de Regroupement, la capacité des ouvrages existants et qui nécessite l'exécution de travaux sur le RPT, il est procédé comme indiqué précédemment dans le cas où la nouvelle puissance demandée est supérieure à la Puissance de Raccordement.

5.6 Dépassements de la Puissance Souscrite

Le dépassement est la puissance appelée par le Client en excédent de la Puissance Souscrite au cours d'un mois donné.

RTE n'est pas tenu de répondre favorablement aux appels de puissance qui dépasseraient la Puissance Souscrite, dès lors qu'ils sont susceptibles d'engendrer des troubles dans l'exploitation des réseaux publics.

En cas de dépassements répétés entraînant de tels troubles, RTE peut prendre, après concertation avec le Client et aux frais de ce dernier, toutes dispositions ayant pour effet d'empêcher le renouvellement des dépassements, par exemple la pose d'un disjoncteur dans le poste du Client réglé de manière à déclencher pour une puissance instantanée excédant de 10 % la Puissance Souscrite.

Les Dépassements de Puissance Souscrite donnent lieu au paiement des composantes mensuelles visées à l'article 9.2.6 et calculées à partir des valeurs indiquées dans l'Annexe 2 des Conditions Particulières.

5.7 Dépassements ponctuels programmés pour travaux

Le Client peut demander à RTE à bénéficier, entre le 1er mai et le 31 octobre d'une même année, de dépassements ponctuels programmés pour répondre à des besoins ponctuels programmés d'augmentation de puissance liés à des travaux sur ses installations.

Il Notifie cette demande à RTE dans un délai compris entre 15 et 30 Jours avant l'ouverture de la période durant laquelle il souhaite bénéficier de tels dépassements.

Le Client précise dans sa demande :

- Les références du Point de Connexion ou du Point de Regroupement concerné ;
- La période pendant laquelle il souhaite bénéficier de dépassements ponctuels programmés (Jour et heure du début et de la fin de la période) ;
- La puissance maximale demandée.

Le Client joint les documents justifiant la réalité des travaux à réaliser sur ses installations. Il conserve ces documents justificatifs pendant 5 ans (par exemple, des bons d'exécution de travaux,...).

A l'expiration d'un délai de 10 Jours à compter de la réception de la demande, celle-ci est réputée acceptée par RTE, sauf si ce dernier a Notifié au Client dans ce délai une décision motivée de refus fondée sur des contraintes de réseau.

Le bénéfice de dépassements ponctuels programmés est accordé pour une durée maximale de 14 Jours consécutifs par année civile.

Pendant la période considérée :

- La puissance demandée par le Client au-delà de la Puissance Souscrite n'est mise à sa disposition que si les capacités d'accueil du réseau le permettent ;
- En deçà de la puissance maximale accordée par RTE, les dépassements de Puissance Souscrite sont soumis au tarif de la composante annuelle des dépassements ponctuels programmés qui se substitue aux composantes mensuelles des dépassements de Puissance Souscrite ;
- Au-delà de la puissance maximale accordée par RTE, les dépassements sont soumis au tarif des dépassements de Puissance Souscrite ;
- L'énergie consommée est prise en compte dans la composante annuelle des Soutirages.

Les dispositions du présent article ne s'appliquent pas à une Alimentation de Secours dès lors que celle-ci relève d'un niveau de tension inférieure à celui de l'Alimentation Principale.

6 MAINTENANCE, RENOUVELLEMENT, DEVELOPPEMENT ET REPARATION DES OUVRAGES

RTE peut interrompre le service d'accès au Réseau Public de Transport (RPT) pour permettre la maintenance, le renouvellement, le développement et la réparation des ouvrages du RPT.

RTE prend à l'égard des Sites de Consommations raccordés aux RPT des engagements concernant les interruptions programmées. Ces engagements visés à l'article 6-2 ci-après sont pris en application des dispositions du Cahier des Charges du RPT.

Si le Client souhaite une intervention nécessitant des modes opératoires particuliers (utilisation de moyens spéciaux, intervention hors Heures ou Jours Ouvrés,...), RTE étudie la faisabilité et les surcoûts associés et les communique au Client pour accord préalable, conformément à l'article 6.2.3 ci-après.

Toute intervention sur des alimentations exploitées par un autre gestionnaire de réseau, ne relève pas du Contrat et fait l'objet, le cas échéant, de modalités convenues entre le Client et ce dernier.

6.1 Interruption liée à une intervention urgente

En cas d'incident nécessitant une intervention urgente sur un ouvrage alimentant le Client, notamment pour la sécurité des personnes et des biens ou la sûreté de fonctionnement du système électrique, la mise hors service de l'ouvrage concerné intervient soit immédiatement, si la situation l'impose, soit dans un délai maximal fixé par RTE.

Si l'incident exige une intervention immédiate, RTE prend d'urgence les mesures nécessaires et prévient dans les meilleurs délais le Client de l'intervention et de sa durée probable.

Si l'intervention peut être différée, RTE communique au Client le délai maximal de mise hors service de l'ouvrage et la durée prévue de l'intervention. Après concertation sur les dates et heures susceptibles de causer la moindre gêne au Client et permettant d'assurer une remise en état de l'ouvrage dans le délai imparti, RTE Notifie au Client la date, l'heure et la durée fixées pour la mise hors service.

Au terme de cet incident, RTE communique au Client les éléments ayant caractérisé l'urgence de l'intervention.

6.2 Interruptions programmées

6.2.1 Programmation des interventions avec le Client

RTE consulte le Client afin d'établir le programme annuel des opérations de maintenance, renouvellement, développement et réparation des ouvrages du RPT.

Dans le cadre de cette consultation, les Parties échangent leurs prévisions d'interventions à un horizon pluriannuel (de l'ordre de 3 ans).

RTE s'efforce de réduire au minimum les interventions entraînant une interruption du service et de les programmer, dans la mesure du possible, aux dates et heures susceptibles de causer le moins de gêne possible au Client.

En outre, RTE s'engage sur une durée maximale d'interruption programmée dans les conditions exposées à l'article 6.2.2.

Une fois l'étape de consultation conduite, RTE Notifie au Client le programme annuel récapitulant les dates et la nature de toutes les interventions programmées.

Toute modification de ce programme par RTE donne lieu à une nouvelle consultation du Client.

RTE Notifie au Client 15 jours au moins avant le début de l'intervention, les dates, heures et durée de chaque intervention programmée.

Si l'une des Parties demande à l'autre le report d'une intervention programmée, les Parties se rapprochent en vue de fixer une nouvelle date d'intervention située dans un délai qui ne peut excéder 6 mois à compter de la date initialement prévue.

Si la Notification de la demande de report est reçue moins de 8 Jours avant le début de l'intervention programmée, les frais induits par ce report sont facturés à la Partie demanderesse.

Après un premier report, l'intervention ne peut faire l'objet d'un nouveau report qu'avec l'accord préalable écrit de l'autre Partie.

Le Client est tenu informé de tout dépassement de la durée programmée.

6.2.2 Engagement de RTE

6.2.2.1 Nature de l'engagement

RTE s'engage, au niveau de chaque Point de Connexion du Site au RPT, sur une durée maximale d'interruptions programmées égale à 5 Jours Ouvrés sur une période de 3 années consécutives à compter de la date fixée à l'article 7-1 des Conditions Particulières.

Cet engagement repose sur l'utilisation de modes opératoires habituels : intervention sur des ouvrages hors tension, entre 8 heures et 18 heures pendant les Jours Ouvrés, sans restitution intermédiaire.

S'il est mis fin au Contrat et qu'un nouveau Contrat est conclu avant le terme de cette période de 3 ans, cette même période se poursuit jusqu'à son terme dans le nouveau Contrat conclu avec le Client.

Si le Site est alimenté par l'intermédiaire de plusieurs Points de Connexion au RPT, l'engagement de RTE est pris pour chacun de ces Points de Connexion, les interruptions étant programmées pour chacun de ces Points de Connexion, dans la mesure du possible sur des périodes non concomitantes.

6.2.2.2 Portée de l'engagement

L'engagement de RTE ne comprend pas :

- les interruptions de service liées aux interventions suite à incidents visées à l'article 6.1 ;
- les interruptions de service liées à des opérations réalisées à la demande du Client ;
- les opérations réalisées à la demande de tiers ; celles-ci peuvent donner lieu à indemnisation dans les conditions visées à l'article 8.4 ci-après.

6.2.2.3 Modalités d'application

La comptabilisation des durées d'interruption est effectuée sur la base de leur durée programmée et non sur la base de leur durée effective, étant précisé que tout dépassement peut donner lieu à indemnisation conformément à l'article 6.2.4.

Toute intervention programmée pour une durée inférieure à la Journée est comptabilisée pour une Journée (à l'exception des périodes de 4 heures définies ci-après).

Sur les 5 Jours Ouvrés susvisés, RTE peut convertir 2 Jours en périodes de 4 heures sur la plage horaire 8 heures - 18 heures, chaque Jour correspondant à 2 périodes de 4 heures. En conséquence, RTE peut disposer de 4 périodes de 4 heures sur 4 Jours différents.

Les opérations nécessaires à la mise en place puis au retrait de dispositions provisoires destinées à limiter l'impact de travaux sur le Site du Client sont comptabilisées forfaitairement pour une seule période de 4 heures.

A la demande du Client et sous réserve de l'accord de RTE, des travaux programmés par RTE la dernière année d'une période d'engagement de 3 ans pourront être reportés à la première année de la période triennale suivante, sans être comptabilisés dans cette période suivante.

6.2.3 Modes opératoires particuliers à la demande du Client

A la demande du Client et afin de répondre à ses exigences spécifiques, RTE peut prendre des engagements de modes opératoires particuliers pour assurer les travaux de maintenance, renouvellement, développement et réparation des ouvrages du RPT.

Ces engagements peuvent conduire à l'utilisation par RTE de moyens spéciaux visant à assurer l'alimentation du Client (câbles secs, travaux sous tension, cellule mobile, etc.). Ils peuvent aussi se traduire par des interventions en dehors de la plage horaire 8 heures - 18 heures ou en dehors des Jours Ouvrés.

Les dispositions particulières susvisées sont à la charge du Client et font l'objet d'une Proposition Technique et Financière par RTE.

La durée d'interruption comptabilisée dans l'engagement de RTE visé à l'article 6.2.2 est celle de l'intervention équivalente qui aurait été effectuée avec des modes opératoires habituels.

6.2.4 Non-respect de l'engagement de RTE

Sauf en cas d'événement de force majeure défini à l'article 8.6 ou de faute du Client, RTE est tenu de réparer l'ensemble des préjudices réels avérés causés au Client dans les cas ci-après, lorsqu'il en est à l'origine :

- Non-exécution ou report par RTE d'une intervention programmée et confirmée, dès lors que cette non-exécution ou ce report a été Notifié au Client moins de 8 Jours avant le début d'une intervention programmée ;
- Dépassement de la durée prévue de l'intervention programmée ;
- Dépassement de la durée maximale d'interruptions programmée prévue à l'article 6.2.2 ;
- Non-respect des engagements pris dans le cadre de l'intervention visée à l'article 6.2.3.

6.3 Interventions à la demande du Client

Dans le cas où RTE procède, à la demande du Client, à une séparation de réseau, et si celle-ci nécessite la mise en œuvre de moyens spéciaux ou une intervention en dehors de la plage horaire 8 heures - 18 heures ou en dehors des Jours Ouvrés, les surcoûts associés sont à la charge du Client et font l'objet d'une Proposition Technique et Financière par RTE.

7 QUALITE DE L'ELECTRICITE

RTE prend à l'égard des Sites de Consommations raccordés aux RPT des engagements relatifs à la qualité de l'électricité, c'est-à-dire la continuité de l'alimentation et la qualité de l'onde de tension. Ces engagements visés à l'article 7.1.2 ci-après sont pris en application des dispositions du Cahier des Charges du RPT.

RTE fera bénéficier le Client des améliorations qui pourront être apportées dans la performance du Réseau Public de Transport.

7.1 *Point auquel sont pris les engagements de RTE*

Les engagements de RTE en matière de qualité de l'électricité sont pris au(x) Point(s) de Surveillance Technique du RPT. Leur emplacement est précisé dans le schéma d'alimentation du Site reproduit à l'article 8.1 des Conditions Particulières.

L'emplacement des éventuels appareils de mesure de la qualité est repéré sur ce schéma.

La mesure des caractéristiques de la tension sert de référence contractuelle si l'appareil de mesure de la qualité est raccordé au même niveau de tension que le Point de Surveillance Technique.

7.2 *Engagements de RTE en matière de continuité de l'électricité*

7.2.1 Définition

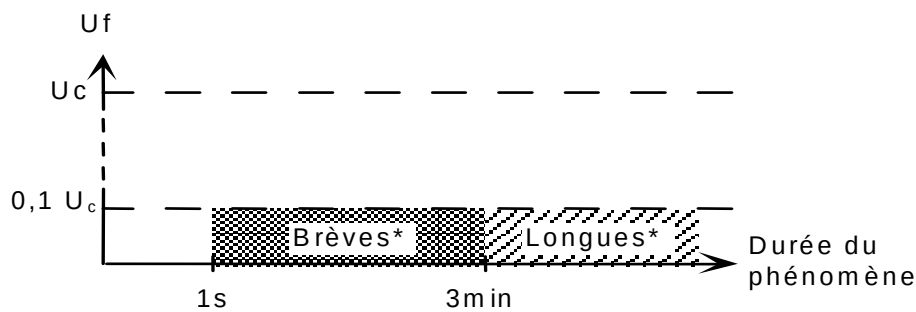
Il y a Coupure lorsque les valeurs efficaces des 3 tensions entre phases sont simultanément inférieures à 5% de la Tension d'Alimentation Déclarée U_C .

La mesure de la valeur efficace est effectuée indépendamment sur chacune des 3 tensions entre phases, conformément à la norme CEI 61000-4-30.

7.2.2 Principes

RTE s'engage sur les seules Coupures d'une durée supérieure ou égale à 1 seconde, parmi lesquelles on distingue :

- Les Coupures Brèves dont la durée est supérieure ou égale à 1 seconde et inférieure ou égale à 3 minutes ;
- Les Coupures Longues dont la durée est supérieure à 3 minutes.



* les trois tensions composées sont affectées

Les Coupures sont comptabilisées conformément au tableau de décompte des Coupures visé à l'article 8-1 des Conditions Particulières, à partir des informations des Points de Surveillance Technique. Ces informations sont caractérisées à partir des mesures et enregistrements effectués par RTE sur le réseau alimentant le Site du Client.

RTE s'engage à ce que le nombre de Coupures ne dépasse pas un seuil d'engagement défini comme indiqué au paragraphe 7.2.3 ci-dessous. En cas de dépassement de ce seuil, les dommages donnent lieu à indemnisation comme indiqué à l'article 8. A contrario, tant que ce seuil n'est pas dépassé, les dommages n'ouvrent pas droit à indemnité.

Ne sont pas comptabilisées au titre du présent article les Coupures provenant :

- De manœuvres faites par le Client ou exécutées par RTE à la demande du Client ;
- D'un défaut dans les installations du Client ;
- D'un retour au schéma normal d'exploitation après utilisation d'une Alimentation de Secours ;
- De manœuvres d'exploitation réalisées dans l'heure qui suit le début d'une Coupure Longue ;
- Des opérations de maintenance, renouvellement, développement et réparation des ouvrages du RPT qui font l'objet d'autres engagements de RTE définis au chapitre 6 ;
- De mises hors tension d'ouvrages résultant de dépassements de Puissance Souscrite excédant la capacité physique des ouvrages. Il en va de même en cas de Point de Connexion Confondu ou en cas de Point de Regroupement, tel que défini à l'article 5.4, si la capacité physique des ouvrages existants de l'un des Points de Connexion est dépassée, entraînant la mise hors tension d'ouvrages, quand bien même la Puissance Souscrite ne serait pas dépassée ;
- D'un événement de force majeure tel que défini à l'article 8.6 ;
- D'une faute de RTE faisant l'objet d'une indemnisation conformément à l'article 8.1.

De même, les Coupures Brèves résultant du fonctionnement des protections et automatismes et précédant d'au plus 2 minutes une Coupure Longue ne sont pas comptabilisées.

Si, à la demande du Client, RTE est amené à prendre un schéma d'alimentation différent du schéma habituel d'alimentation du Site, la comptabilisation des Coupures sera effectuée en tenant compte des conséquences qu'aurait eu le même événement à l'origine de la Coupure avec le schéma d'alimentation habituel.

7.2.3 Détermination des engagements

L'engagement de RTE en matière de continuité de l'électricité repose sur l'historique des Coupures Longues et Brèves des 4 dernières années civiles révolues, conformément au tableau de décompte figurant à l'article 8-1 des Conditions Particulières.

On calcule, pour les Coupures Longues, une valeur E_{CL} , à partir de la moyenne arithmétique des données suivantes :

- Nombre le plus grand de Coupures Longues enregistrées en une année au cours des 4 dernières années ;
- Nombre de Coupures Longues enregistrées au cours de chacune des 2 dernières années.

telle que :

$$E_{CL} = \frac{(MaxCL \text{ sur } 4 \text{ ans}) + (R\acute{e}alis\acute{e}CL \text{ ann\acute{e}e } n - 1) + (R\acute{e}alis\acute{e}CL \text{ ann\acute{e}e } n - 2)}{3}$$

En fonction de la valeur de E_{CL} , l'engagement de RTE pour les Coupures Longues est d\acute{e}duit comme indiqu\acute{e} dans le tableau ci-dessous :

	Engagement en Coupures Longues
$E_{CL} = 0$	1 Coupure Longue sur 3 ans
$E_{CL} = 0,33$	2 Coupures Longues sur 3 ans
$E_{CL} \geq 0,66$	1 Coupure Longue par an

Le m\^eme calcul est effectu\acute{e} pour les Coupures Br\^eves.

$$E_{CB} = \frac{(MaxCB \text{ sur } 4 \text{ ans}) + (R\acute{e}alis\acute{e}CB \text{ ann\acute{e}e } n - 1) + (R\acute{e}alis\acute{e}CB \text{ ann\acute{e}e } n - 2)}{3}$$

En fonction de la valeur de E_{CB} , l'engagement de RTE pour les Coupures Br\^eves est d\acute{e}duit comme indiqu\acute{e} dans le tableau ci-dessous :

	Engagement en Coupures Br\^eves
$E_{CB} = 0$	1 Coupure Br\^eve sur 3 ans
$E_{CB} = 0,33$	2 Coupures Br\^eves sur 3 ans
$E_{CB} = 0,66$	1 Coupure Br\^eve par an
$1 \leq E_{CB} \leq 1,66$	2 Coupures Br\^eves par an
$2 \leq E_{CB} \leq 2,66$	3 Coupures Br\^eves par an
$3 \leq E_{CB} \leq 3,66$	4 Coupures Br\^eves par an
$E_{CB} \geq 4$	5 Coupures Br\^eves par an

Les engagements qui en r\acute{e}sultent, ainsi que les valeurs E_{CB} et E_{CL} , sont fix\acute{e}s \`a l'article 8.2 des Conditions Particuli\`eres.

7.2.4 Modulation des engagements

En l'absence d'historique (notamment en cas de nouveau raccordement), l'engagement de RTE est basé sur les valeurs maximales mentionnées au paragraphe 7.2.3 ci-dessus (5 Coupures Brèves et 1 Coupure Longue par an).

Lorsque l'application de la règle de l'historique conduit au résultat de 1 Coupure Longue sur 3 ans et 1 Coupure Brève sur 3 ans, l'engagement de RTE est de 2 Coupures (longues et/ou brèves) sur 3 ans. Selon les événements, cela se traduit par :

- 1 Coupure Longue et 1 Coupure Brève sur 3 ans ;
- 2 Coupures Longues sur 3 ans ;
- ou 2 Coupures Brèves sur 3 ans.

7.2.5 Durée des engagements

Les engagements en matière de continuité sont établis sur l'année civile (du 1^{er} janvier au 31 décembre) pour une durée de 3 ans.

A l'issue de cette période de 3 ans, RTE Notifie au Client les nouveaux seuils d'engagement résultant de l'application des dispositions visées au 7.2.3 précité.

S'il est mis fin au Contrat et qu'un nouveau Contrat est conclu avant le terme de cette période de 3 ans, cette même période se poursuit jusqu'à son terme dans le nouveau Contrat conclu avec le Client.

Les seuils actualisés ne peuvent être fixés à une valeur supérieure à celle des seuils précédents, sous réserve des dispositions du paragraphe 7.2.6 ci-dessous.

7.2.6 Révision des engagements en cas de modification durable des conditions d'alimentation du Site du fait du Client

Lorsque les conditions d'alimentation du Site doivent être durablement modifiées du fait du Client (ex. : débouclage du réseau nécessaire suite à une augmentation de la Puissance Souscrite au delà de la Puissance de Raccordement, ou suite à une contrainte matérielle sur les installations du Client), les seuils peuvent être révisés pour être fixés à une valeur supérieure à celle des seuils en vigueur précédemment. RTE apportera au Client les éléments justifiant la révision des seuils.

En pareil cas, la révision intervient sans attendre l'échéance de la période de 3 ans, après Notification par RTE des raisons et des termes de cette révision.

7.3 Engagements de RTE en matière de qualité de l'onde de tension

Les aléas liés à la production et au transport d'électricité ou à des causes extérieures (notamment climatiques) conduisent à définir des niveaux acceptables de perturbation qui permettent à la plupart des équipements raccordés au RPT de fonctionner dans de bonnes conditions. Ces niveaux acceptables de perturbation sont fixés au présent article en fonction du Domaine de Tension auquel sont raccordées les installations du Client.

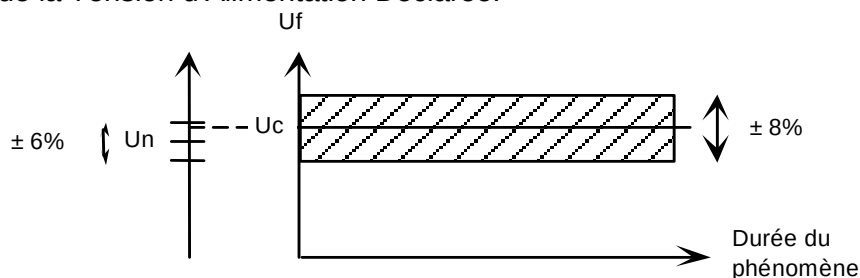
Les paramètres définis dans le présent article sont explicités dans la Documentation Technique de Référence de RTE.

7.3.1 Tension d'Alimentation Déclarée

La Tension d'Alimentation Déclarée (U_c) est précisée à l'article 8-3 des Conditions Particulières.

7.3.2 Engagements sur les variations de l'amplitude de tension

En HTA2 et HTB1, la Tension d'Alimentation Déclarée (U_c) est située dans une plage de $\pm 6\%$ autour de la Tension Nominale (U_n). L'amplitude de la Tension de Fourniture (U_f) peut varier de $\pm 8\%$ autour de la Tension d'Alimentation Déclarée.



Pour le 150 kV, la Tension d'Alimentation Déclarée (U_c) est située dans une plage de $\pm 7\%$ autour de la Tension Nominale (U_n). L'amplitude de la Tension de Fourniture (U_f) peut varier de $\pm 10\%$ autour de la Tension d'Alimentation Déclarée, sans toutefois dépasser 170 kV (tension maximale liée au dimensionnement des matériels).

Pour le 225 kV, la Tension d'Alimentation Déclarée (U_c) est fixée dans les Conditions Particulières entre 200 et 245 kV. L'amplitude de la Tension de Fourniture (U_f) peut varier entre 200 et 245 kV.

Pour le 400 kV, la Tension d'Alimentation Déclarée (U_c) est fixée dans les Conditions Particulières entre 380 et 420 kV. L'amplitude de la Tension de Fourniture (U_f) peut varier entre 380 et 420 kV.

La valeur efficace de la tension est mesurée conformément à la norme CEI 61000-4-30 avec un intervalle de temps de mesure de 10 minutes.

Des régimes exceptionnels de fonctionnement du réseau d'une durée limitée peuvent se produire dans des situations particulières. Des plages de tension pouvant alors être rencontrées au-delà des plages du régime normal, ainsi que leur durée et probabilité d'occurrence, sont prévues par les textes réglementaires et précisées dans la Documentation Technique de Référence.

7.3.3 Engagements sur les fluctuations rapides de tension

Le niveau de sévérité de longue durée du flicker (ou Probability long term dit « Plt ») doit rester dans la plage 0 à 1.

Le niveau de sévérité de longue durée du flicker est mesuré conformément à la norme CEI 61000-4-30 avec un intervalle de temps de mesure de 2 heures.

7.3.4 Engagements sur les déséquilibres de la tension

Le taux de déséquilibre moyen de tension doit rester dans la plage 0 à 2 %.

Le taux de déséquilibre est mesuré conformément à la norme CEI 61000-4-30 avec un intervalle de temps de mesure de 10 minutes.

7.3.5 Engagements sur les variations de fréquence

En fonctionnement interconnecté par liaisons synchrones, la valeur de la fréquence doit rester dans la plage : 50 Hz $\pm$ 1%.

En cas de fonctionnement isolé par rapport au réseau européen, la fréquence doit rester dans la plage : 50 Hz +4% / -6 %.

La valeur de la fréquence est mesurée conformément à la norme CEI 61000-4-30 avec un intervalle de temps de mesure de 10 secondes.

Des régimes exceptionnels de fonctionnement du réseau d'une durée limitée peuvent se produire dans des situations particulières. Des plages de fréquence pouvant alors être rencontrées au-delà des plages du régime normal, ainsi que leur durée et probabilité d'occurrence, sont prévues par les textes réglementaires et précisées dans la Documentation Technique de Référence.

7.4 Caractéristiques indicatives en matière de qualité de l'onde de tension

Pour les caractéristiques de la tension exposées ci-dessous, les niveaux de performance sont donnés à titre purement indicatif.

7.4.1 Harmoniques

Les taux de tensions harmoniques τ_h , exprimés en pourcentage de la Tension de Fourniture (U_i), ne devraient pas dépasser les seuils suivants, le taux global τ_g^9 ne dépassant pas 6 %.

Harmoniques impairs				Harmoniques pairs	
non multiples de 3		multiples de 3			
Rang	Seuils	Rang	Seuils	Rang	Seuils
5 et 7	4 %	3	4 %	2	3 %
11 et 13	3 %	9	2 %	4	2 %
17 et 19	2 %	15 et 21	1 %	6 à 24	1 %
23 et 25	1,5 %				

9 Défini par : $\tau_g = \sqrt{\sum_{h=2}^{40} \tau_h^2}$

La valeur efficace de chaque tension harmonique est mesurée conformément à la norme CEI 61000-4-30 avec un intervalle de temps de mesure de 10 minutes.

Dans le cas où ces seuils ne sont pas respectés, les Parties se rapprochent dans les meilleurs délais pour rechercher une solution adaptée.

7.4.2 Surtensions impulsionnelles

En plus des surtensions à 50 Hz, le RPT peut être le siège de surtensions impulsionnelles par rapport à la terre, dues notamment à des coups de foudre. Des surtensions impulsionnelles dues à des manœuvres d'appareils peuvent également se produire sur le RPT ou sur les réseaux des clients. Des valeurs de surtensions phase-terre jusqu'à 2 à 3 fois la Tension d'Alimentation Déclarée se rencontrent usuellement.

Compte tenu de la nature physique des phénomènes ci-dessus (dans la gamme de quelques kHz à quelques MHz), RTE n'est pas en mesure de garantir des niveaux qui ne seraient pas dépassés chez le Client qui doit, en conséquence, prendre toutes mesures lui permettant de se protéger.

7.4.3 Creux de Tension

- Caractérisation des Creux de Tension

Les Creux de Tension sont caractérisés par leur profondeur et leur durée.

La mesure des Creux de Tension est effectuée indépendamment sur chacune des 3 tensions entre phases, conformément à la norme CEI 61000-4-30 avec un seuil de profondeur en pourcentage de la Tension d'Alimentation Déclarée (U_c).

L'alimentation du Client peut être soumise à des Creux de Tension, dus principalement à des courts-circuits se produisant, en raison notamment de phénomènes météorologiques (ex : impacts de foudre), sur les ouvrages du RPT ou dans les installations qui y sont raccordées. Le nombre de ces Creux de Tension, de profondeur variable et dont la durée est généralement comprise entre 0,1 et 1 seconde, peut être, selon les régions, de plusieurs dizaines voire de plus d'une centaine par an, avec une grande majorité de creux de faible profondeur et de durée limitée.

Compte tenu de la nature de ces phénomènes et de leur propagation sur le RPT, RTE n'est pas en mesure d'éviter leur survenance, et le Client doit prendre toutes mesures lui permettant d'en limiter l'impact sur son installation.

Dans le cadre de la souscription d'une Prestation Annexe intitulée « Qualité de la Tension + », RTE et le Client peuvent convenir d'engagements réciproques dont les principales caractéristiques sont exposées ci-dessous.

- Principes de l'engagement de RTE dans le cadre de la Prestation Annexe « Qualité de la Tension + »

Le Client peut souscrire la Prestation Annexe « Qualité de la Tension + », dans laquelle RTE met en place des dispositions permettant de mesurer et d'analyser les Creux de Tension affectant l'installation du Client. Dans ce cas, RTE s'engage sur un nombre maximal de Creux de Tension dont la profondeur est supérieure à 30% de U_c (tension résiduelle $< 0.7 U_c$) pendant une durée supérieure à 400 ms.

Le Client s'engage de son côté sur des performances d'élimination des défauts électriques provenant de ses installations, compatibles avec cet engagement (<400 ms).

RTE s'engage, pour les Points de Surveillance Technique (PST) indiqués à l'article 8.1 des Conditions Particulières, à ce que le nombre de Creux de Tension ne dépasse pas un seuil d'engagement défini comme indiqué ci-dessous. En cas de dépassement de ce seuil, les dommages sont indemnisés selon les modalités définies lors de la souscription de la Prestation Annexe « Qualité de Tension + ».

Par ailleurs, les conditions de comptabilisation des Creux de Tension, ainsi que, notamment, l'analyse croisée des perturbations et le bilan annuel toutes perturbations, sont précisées également lors de la souscription de la Prestation Annexe « Qualité de Tension + ».

- Détermination de l'engagement de RTE dans le cadre de la Prestation Annexe « Qualité de la Tension + »

L'engagement de RTE repose sur l'historique des quatre dernières années civiles révolues, au(x) Point(s) de Surveillance Technique considéré(s).

On calcule, pour ces Creux de Tension, une valeur E_{CT} , à partir de la moyenne arithmétique des données suivantes :

- nombre le plus grand de Creux de Tension enregistrés en une année au cours des 4 dernières années ;
- nombre de Creux de Tension enregistrés au cours de chacune des 2 dernières années ;

telle que :

$$E_{CT} = \frac{(MaxCT \text{ sur } 4 \text{ ans}) + (RéaliséCT \text{ année } n-1) + (RéaliséCT \text{ année } n-2)}{3}$$

En fonction de la valeur de E_{CT} , le seuil d'engagement de RTE est déduit comme indiqué dans le tableau ci-dessous :

	seuil d'engagement en Creux de Tension
$0 \leq E_{CT} < 1$	2 Creux de Tension par an
$1 \leq E_{CT} < 2$	3 Creux de Tension par an
$2 \leq E_{CT} < 3$	4 Creux de Tension par an
$E_{CT} \geq 3$	5 Creux de Tension par an

En l'absence d'historique des quatre dernières années civiles révolues, le seuil par défaut est de 5 Creux de Tension par an.

7.5 Suivi des engagements en matière de qualité de l'électricité

Chaque Coupure Longue ou Brève provenant du RPT fait l'objet d'une information au Client dans les meilleurs délais, en principe :

- Pour les Coupures Longues, 1 Jour Ouvré après la Coupure ;
- Pour les Coupures Brèves, 3 Jours Ouvrés après la Coupure.

RTE fournit au Client un bilan annuel de ses engagements en matière de qualité de l'électricité, sur la base de l'année civile écoulée.

Ce bilan récapitule les Coupures Longues et Coupures Brèves, ainsi que les éventuels problèmes rencontrés en matière de qualité de l'onde.

7.6 Obligation de prudence du Client

Il appartient au Client de prendre les mesures économiquement raisonnables et techniquement efficaces pour minimiser, dans la mesure du possible, les conséquences sur ses installations des aléas affectant le RPT. Il peut s'agir, à titre d'exemples, de l'optimisation des schémas électriques, de l'installation de dispositifs d'arrêt d'urgence, de la mise en place d'onduleurs ou de groupes de sécurité.

Le Client peut retenir comme situation dimensionnante pour déterminer ces mesures, la situation la plus dégradée conforme aux engagements de RTE.

7.7 Engagements du Client en matière de limitation des perturbations provenant de ses installations

7.7.1 Principes

Le respect par RTE de ses engagements en matière de qualité de l'électricité suppose que les perturbations provenant des installations de chaque Client soient maîtrisées par ce dernier.

Dans ce cadre, le Client s'engage à :

- Equiper son installation d'un système de protection qui élimine tout défaut d'isolement au sein de son installation susceptible de créer une surintensité ou une dégradation de la qualité de l'électricité sur le RPT ;
- Exploiter et entretenir ses installations conformément aux règles de l'art, afin de minimiser les risques de défaut sur les installations ;
- Limiter les perturbations aux valeurs mentionnées aux articles 7.7.2 à 7.7.4 ci-dessous, dans les conditions suivantes :

La limitation des perturbations provenant des installations du Client se fait sur la base d'une puissance de court-circuit de référence minimale (200 MVA en HTA2, 400 MVA en HTB1, 1500 MVA en HTB2, 7000 MVA en HTB3). Toutes les valeurs limites données ci-après aux articles 7.7.2 à 7.7.3 supposent que RTE fournisse au moins cette puissance de référence. Si RTE venait à fournir une puissance de court-circuit inférieure, les perturbations de tension effectivement produites par le Client ne pourraient pas dépasser les valeurs limites ci-après multipliées par le rapport entre la puissance de court-circuit de référence et la puissance de court-circuit effectivement fournie (ces dispositions ne concernent pas les harmoniques visées à l'article 7.7.4 pour lesquelles les limitations sont définies en courant).

Le Client s'engage à s'équiper, par ses soins et à ses frais, des appareils nécessaires, et à remédier à toute défectuosité qui pourrait se manifester.

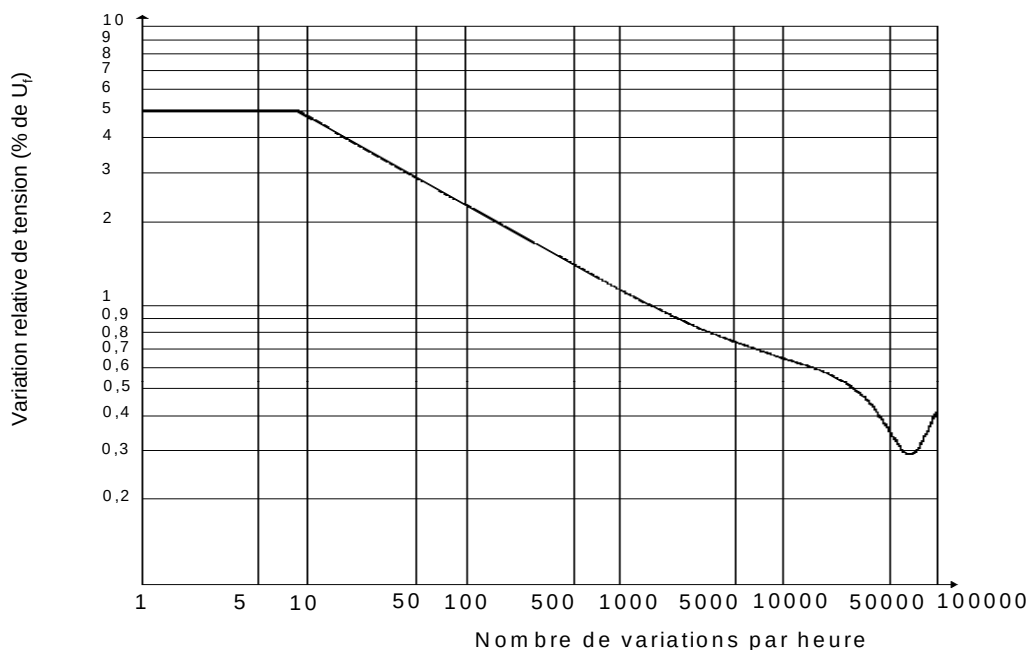
7.7.2 Fluctuations rapides de la tension

7.7.2.1 A-coups de tension

La fréquence et l'amplitude des à-coups de tension engendrés par l'installation du Client au Point de Connexion doivent être inférieures ou égales aux valeurs délimitées par la courbe amplitude-fréquence de la publication 61000-2-2 de la CEI (cf. ci-après).

L'amplitude de tout à-coup créé au Point de Connexion ne doit pas excéder 5 % de la Tension de Fourniture U_f en HTA2, HTB1 et HTB2 et 3 % en HTB3.

L'amplitude de l'à-coup de tension est mesuré indépendamment sur chacune des 3 tensions entre phases, conformément à la méthode définie par la norme CEI 61000-4-30 pour les Creux de Tension (mesure de $U_{eff(1/2)}$).



7.7.2.2 Flicker (« papillotement »)

Le niveau de sévérité de courte durée du flicker (ou Probability short term dit « Pst ») engendré par l'installation du Client à elle seule au Point de Connexion doit rester dans la plage 0-1 en HTA2, HTB1 et HTB2, et dans la plage 0-0,6 en HTB3.

Le niveau de sévérité de courte durée du flicker est mesuré conformément à la norme CEI 61000-4-30 avec un intervalle de temps de mesure de 10 minutes.

7.7.3 Déséquilibres de la tension

L'Installation du Client doit respecter à son Point de Connexion au moins l'une des 2 contraintes suivantes :

- Sa charge perturbatrice est inférieure ou égale à 2 MVA en HTA2, 4 MVA en HTB1 et à 15 MVA en HTB2 ;
- Elle produit un taux de déséquilibre en tension inférieur ou égal à 1% en HTA2, HTB1 et HTB2, et 0,6 en HTB3.

A défaut et si la puissance de court-circuit mise à disposition du Client par RTE est supérieure à la valeur de référence, le Client est tenu de prendre, à la demande de RTE, toutes dispositions pour que ses installations ne provoquent pas un taux de déséquilibre supérieur à 1% en HTA2, HTB1 et HTB2, et 0,6 en HTB3.

Le taux de déséquilibre produit est mesuré conformément à la norme CEI 61000-4-30 avec un intervalle de temps de mesure de 10 minutes.

7.7.4 Harmoniques

Le Client s'efforcera de limiter¹⁰ à la valeur indiquée dans la formule ci-dessous, chacun des courants harmoniques injectés sur le RPT.

$$I_{hn} = k_n \frac{S}{\sqrt{3} \times U_c}$$

où

- U_c est la valeur de la Tension d'Alimentation Déclarée ;
- S est égale à la puissance apparente correspondant à la puissance de soutirage tant que S reste inférieure à 5 % de S_{cc} , sinon S est prise égale à 5% de S_{cc} (la puissance de soutirage étant généralement considérée comme égale à la Puissance Souscrite ; S_{cc} étant la valeur minimale de la puissance de court-circuit fournie par le RPT au Point de Connexion de l'installation) ;
- k_n est un coefficient de limitation défini en fonction du rang n de l'harmonique

Le tableau ci-dessous donne la valeur de k_n en fonction du rang n de l'harmonique :

Rangs impairs	k_n (%)	Rangs pairs	k_n (%)
3	6,5	2	3
5 et 7	8	4	1,5
9	3	> 4	1
11 et 13	5		
> 13	3		
		Taux global	8

Ces valeurs sont multipliées par 0,6 pour les installations raccordées en HTB3.

La mesure est effectuée conformément à la norme CEI 61000-4-30 avec un intervalle de temps de mesure de 10 minutes.

7.7.5 Perturbations nécessitant la mise en œuvre de dispositions spécifiques sur le RPT

Dans le cas où des perturbations induites par les installations du Client nécessitent la mise en œuvre de dispositions particulières sur le RPT, celles-ci font l'objet d'une Proposition Technique et Financière par RTE.

¹⁰ NB : Ces limites sont prescriptives si le raccordement du Client est soumis aux dispositions du décret n° 2003-588 du 27 juin 2003.

8 RESPONSABILITE

Lorsqu'une Partie est reconnue responsable vis-à-vis de l'autre, elle est tenue de réparer les dommages directs, actuels et certains causés à l'autre Partie, à l'exclusion des dommages indirects résultant d'engagements particuliers pris par cette dernière à l'égard de tiers (clause pénale, pénalité forfaitaire, clause de "take or pay", etc.).

8.1 Responsabilité de RTE à l'égard du Client

1. - Sauf en cas d'événement de force majeure défini à l'article 8.6 ou de faute ou négligence du Client, RTE est tenu de réparer les dommages causés au Client dans les cas visés ci-après :

- Non-respect des engagements visés à l'article 6-2-4 en ce qui concerne les interruptions de service liées aux opérations de maintenance, renouvellement, développement et réparation des ouvrages du RPT ;
- Non-respect des engagements visés à l'article 7-1 en ce qui concerne la continuité et qualité de l'électricité sur le RPT ;
- En cas de faute de RTE (notamment en cas de fausse manœuvre).

RTE supporte la charge de la preuve de la faute ou de la négligence du Client, notamment au titre de l'obligation de prudence inscrite à l'article 7.6 et des engagements visés à l'article 7.7.

2. - Dans tous les autres cas, RTE n'est tenu de réparer que les dommages causés au Client du fait d'une faute ou d'une négligence dûment établie de sa part.

8.2 Responsabilité du Client à l'égard de RTE

Si le Client n'a pas pris toutes mesures visant à limiter à un niveau raisonnable les perturbations provenant de ses propres installations, s'il n'a pas remédié à toute défectuosité qui a pu se manifester, et s'il n'a pas tenu informé RTE de toute modification apportée à ses installations, il est responsable des conséquences d'incidents que ces mesures avaient pour but de prévenir.

8.3 Disposition particulière en cas de Coupure d'une durée supérieure à 6 heures

Conformément aux dispositions de l'article 6-I du décret n°2001-365 du 26 avril 2001 relatif aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, la part fixe de la composante annuelle des Soutirages fait l'objet d'un abattement forfaitaire en cas de Coupure d'une durée supérieure à 6 heures imputable à une défaillance du RPT.

L'abattement s'établit à 2 % du montant annuel mentionné à l'alinéa précédent par période de 6 heures de Coupure. Ainsi, l'abattement s'établira à 2 % de la part fixe de la composante annuelle des Soutirages visées à l'article 9-2-5 ci-après pour une Coupure d'au moins 6 heures et de strictement moins de 12 heures, à 4 % pour une Coupure d'au moins 12 heures et de strictement moins de 18 heures et ainsi de suite par période entière de 6 heures.

La somme des abattements consentis au Client au cours d'une année civile ne peut être supérieure au montant annuel de la part fixe.

Si, en cas de coupure de plus de 6 heures de l'Alimentation Principale, l'alimentation du Site est assurée par une autre alimentation, il est fait application des modalités ci-après :

- Cette autre alimentation relève du même Domaine de Tension que l'Alimentation Principale :
 - Soit cette autre alimentation permet l'alimentation totale du Site, alors l'abattement de 2 % n'est pas dû ;
 - Soit cette autre alimentation ne permet d'alimenter que partiellement le Site, alors l'abattement de 2 % est dû ;
- Cette autre alimentation relève d'un Domaine de Tension différent de l'Alimentation Principale, alors l'abattement de 2 % est dû.

En cas de coupure de plus de 6 heures de tout ou partie des Points de Connexion faisant l'objet d'un regroupement, l'abattement de 2 % est dû dès lors que les autres Points de Connexion du Point de Regroupement ne permettent pas d'assurer l'alimentation totale du Site.

8.4 Modalités de traitement des sinistres

La Partie victime d'un dommage qu'elle impute à l'autre Partie, est tenue de le déclarer à cette dernière, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, dans un délai de 30 Jours suivant la réalisation du dommage.

S'il s'agit d'un dommage subi par le Client, RTE Notifie à ce dernier, dès réception de la déclaration, la position de l'incident par rapport aux seuils d'engagements visés à l'article 7.2.

La Partie victime du dommage doit ensuite Notifier à l'autre Partie, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, une demande de réparation par laquelle elle justifie, à l'aide de toutes pièces et documents nécessaires :

- de la réalité et de l'évaluation du dommage ;
- du lien de causalité direct entre le fait de la Partie mise en cause et le dommage subi ;
- de la responsabilité de la Partie mise en cause, en application des règles exposées à l'article 8.1 (faute ou dépassement de seuil).

La Partie mise en cause ou son assureur répond à la demande de réparation, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, dans un délai de 30 Jours à compter de la réception de ladite demande de réparation.

8.5 Assurances

Les Parties souscrivent auprès de compagnies d'assurances notoirement solvables, pour toute la durée d'exécution du Contrat, une assurance responsabilité civile couvrant tous les dommages susceptibles de survenir à l'occasion de l'exécution du Contrat.

A la demande de l'une des Parties, l'autre Partie lui adresse, par tout moyen, l'attestation d'assurance correspondante qui doit mentionner notamment les garanties accordées.

8.6 Force majeure

Un événement de force majeure désigne tout événement irrésistible, imprévisible et extérieur, rendant impossible l'exécution de tout ou partie des obligations contractuelles de l'une ou l'autre des Parties.

En outre, en application de l'article 19 du Cahier des Charges du RPT, les circonstances exceptionnelles suivantes sont assimilées par les Parties à des événements de force majeure :

- Les destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats, atteintes délictuelles ;
- Les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des tiers, tels que les incendies, explosions, chutes d'avion ;
- Les catastrophes naturelles au sens de la loi n°82 -600 du 13 juillet 1982 modifiée ;
- L'indisponibilité soudaine, fortuite et simultanée de plusieurs installations de production raccordées au Réseau Public de Transport, dès lors que la puissance indisponible est supérieure à ce que l'application des règles de sûreté mentionnées à l'article 28 du Cahier des Charges du RPT prévoit ;
- Les mises hors service d'ouvrages décidées par les pouvoirs publics pour des motifs de sécurité publique ou de police dès lors que cette décision ne résulte pas du comportement ou de l'inaction du concessionnaire ;
- Les phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle au regard de leur impact sur les réseaux.

Les Parties n'encourent aucune responsabilité et ne sont tenues d'aucune obligation de réparation des dommages subis par l'une ou l'autre du fait de l'inexécution ou de l'exécution défectueuse de tout ou partie de leurs obligations contractuelles, lorsque cette inexécution ou cette exécution défectueuse a pour cause la survenance d'un événement de force majeure ou assimilé, conformément à l'article 19 du Cahier des Charges précité.

La Partie qui désire invoquer l'événement de force majeure ou assimilé, conformément à l'article 19 du Cahier des Charges précité informe l'autre Partie dans les meilleurs délais, en précisant la nature de l'événement de force majeure invoqué et sa durée probable.

Toute Partie qui invoque un événement de force majeure a l'obligation de mettre en œuvre tous les moyens dont elle dispose pour en limiter sa portée et sa durée.

Si un événement de force majeure a une durée supérieure à 3 mois, chacune des Parties peut résilier le Contrat, sans qu'il en résulte un quelconque droit à indemnité pour l'autre Partie, par l'envoi à l'autre Partie d'une lettre recommandée avec demande d'avis de réception. La résiliation prendra effet à l'expiration d'un délai de 10 Jours à compter de la date d'expédition de ladite lettre.

9 TARIF D'UTILISATION DU RPT

9.1 *Contexte et champ d'application*

Le texte réglementaire fixant les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (TURPE) est mentionné dans les Conditions Particulières.

Comme le précise l'article 4-II de la loi n ° 2000- 108 du 10 février 2008 modifiée, le TURPE est calculé de manière non discriminatoire afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par RTE, y compris les coûts résultant de l'exécution des missions et des contrats de service public.

Le TURPE ne couvre pas :

- une partie des charges de raccordement au RPT qui reste à la charge du Client, conformément aux textes législatifs et réglementaires en vigueur ;
- le coût des Prestations Annexes, objets d'un catalogue publié sur le site internet de RTE ;
- la collecte de la Contribution Tarifaire de l'Acheminement (CTA) et de la Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE) visées dans les articles 10.7 et 10.8.

9.2 *Principes d'application du TURPE*

9.2.1 Généralités

Pour chaque Point de Connexion ou Point de Regroupement, le prix à payer annuellement par le Client pour l'accès au RPT est la somme de :

- la (les) composante (s) annuelle (s) de gestion ;
- la (les) composante (s) annuelle (s) de comptage ;
- la composante annuelle des Injections ;
- la composante annuelle des Soutirages ;
- les composantes mensuelles des dépassements de Puissance Souscrite ;
- la composante annuelle des Alimentations Complémentaires et de Secours ;
- la composante de regroupement des Points de Connexion ;
- la composante annuelle des dépassements ponctuels programmés ;
- la composante annuelle de l'énergie réactive .

Le prix de chaque composante est calculé à partir des valeurs mentionnées en Annexe 2 des Conditions Particulières.

9.2.2 Composante annuelle de gestion

La composante annuelle de gestion couvre les coûts de gestion des dossiers de Clients (accueil physique et téléphonique, facturation et recouvrement des factures).

9.2.3 Composante annuelle de comptage

La composante annuelle de comptage couvre les coûts de comptage, de contrôle, de relève et de transmission des Données de Comptage au Client, ainsi que, le cas échéant, les frais de location et d'entretien des compteurs. Par exception au principe d'application par Point de Connexion ou par

Point de Regroupement, la composante annuelle de comptage est appliquée par Dispositif de Comptage.

9.2.4 Composante annuelle des Injections

A chaque Point de Connexion, la composante annuelle des Injections est déterminée en fonction de l'Energie Active injectée.

9.2.5 Composante annuelle des Soutirages

La composante annuelle des Soutirages est constituée d'une part fixe et d'une part variable déterminées selon les dispositions des articles 9.2.5.1 et 9.2.5.2 ci-après.

9.2.5.1 Part fixe de la composante annuelle des Soutirages

A chaque Point de Connexion ou Point de Regroupement correspond une Puissance Souscrite qui sert de base au calcul de la part fixe de la composante annuelle des Soutirages.

Cette part fixe est due, même en l'absence de consommation au(x) Point(s) de Connexion ou de Regroupement, à la date d'ouverture de la Période de Souscription. Cependant, les Parties conviennent que cette somme est perçue par douzième au début de chaque mois.

- Dans le cas d'une Période de Souscription de 12 mois, le montant global de la part fixe est calculé par application de la formule suivante :

$$Part\ fixe = a_2 \times P_{souscrite}$$

Où :

la valeur du coefficient a_2 est mentionnée en Annexe 2 des Conditions Particulières ;

la $P_{souscrite}$ est fixée au chapitre 6 des Conditions Particulières.

- Dans le cas d'une Période de Souscription inférieure à 12 mois, le montant global de la part fixe est calculé par application de la formule suivante :

$$Part\ fixe = \frac{n_{période}}{12} \times (a_2 \times P_{souscrite})$$

où $n_{période}$ est exprimée en mois.

9.2.5.2 Part variable de la composante annuelle des Soutirages

A chaque Point de Connexion ou Point de Regroupement correspond une Puissance Souscrite qui sert de base au calcul de la part variable de la composante annuelle des Soutirages.

- Dans le cas d'une Période de Souscription de 12 mois, le montant global de la part variable est calculé par application de la formule ci-après :

$$Part\ variable = b \times \left(\frac{E_{soutirée}}{8760 \times P_{souscrite}} \right)^c \times P_{souscrite} \quad (11)$$

⁽¹¹⁾ Si la Période de Souscription inclut un 29 février, le chiffre 8760 est remplacé par 8784.

où :

la valeur des coefficients b et c est mentionnée en Annexe 2 des Conditions Particulières ;

la $P_{\text{souscrite}}$ est fixée au chapitre 6 des Conditions Particulières ;

$E_{\text{soutirée}}$ est la somme des énergies soutirées en kWh mesurée par les Installations de Comptage, éventuellement corrigée pour tenir compte de la différence de localisation entre le Point de Comptage et le Point de Connexion.

La part variable est facturée mensuellement suivant les modalités exposées à l'article 10.2.

- Dans le cas d'une Période de Souscription inférieure à 12 mois, le montant global de la part variable est calculé par application de la formule ci-après :

$$Part\ variable = \frac{d_{\text{période}}}{8760(1)} \times b \times \left(\frac{E_{\text{soutirée}}}{d_{\text{période}} \times P_{\text{souscrite}}} \right)^c \times P_{\text{souscrite}}$$

Où :

la valeur des coefficients b et c est mentionnée en Annexe 2 des Conditions Particulières ;

la $P_{\text{souscrite}}$ est définie au chapitre 6 des Conditions Particulières ;

$E_{\text{soutirée}}$ est la somme des énergies soutirées en kWh mesurée par les Installations de Comptage, éventuellement corrigée pour tenir compte de la différence de localisation entre le Point de Comptage et le Point de Connexion ;

$d_{\text{période}}$ est exprimée en heures.

9.2.6 Composantes mensuelles des Dépassements de la Puissance Souscrite

Le montant dû au titre des dépassements est facturé mensuellement, par application de la formule ci-après :

$$Montant\ des\ dépassements = \alpha \times \sqrt{\sum_j (P_{jc} - P_{\text{souscrite}})^2}$$

lorsque $P_{jc} > P_{\text{souscrite}}$

Où :

P_{jc} est la puissance moyenne dix minutes en kW ;

la $P_{\text{souscrite}}$ est définie au chapitre 6 des Conditions Particulières ;

α est le prix unitaire en € par kW du dépassement, fonction des caractéristiques du Point de Connexion ;

j est la période de temps de 10 minutes.

Dans le cas d'un Point de regroupement, la formule est identique avec P_{jc} correspondant à la somme des puissances moyennes dix minutes en kW des différents Points de Connexion regroupés.

9.2.7 Cas particulier de la « puissance atteinte »

En application de l'article 5.3.3, tout commencement de facturation « à la puissance atteinte », a pour effet de clore une Période de Souscription.

Pour chaque mois de facturation « à la puissance atteinte », la part variable de la composante annuelle des Soutirages s'établit comme suit :

$$b \times \frac{d_{\text{mois}}}{8760} \times \left(\frac{E_{\text{soutirée mois}}}{d_{\text{mois}} \times P_{\text{mois}}} \right)^c \times P_{\text{mois}} \quad (12)$$

où :

la valeur des coefficients b et c est mentionnée en Annexe 2 des Conditions Particulières ;
 d_{mois} est la durée exprimée en heures du mois de facturation à la puissance atteinte ;
 $E_{\text{soutirée mois}}$ est la somme des énergies soutirées en kWh mesurée par les Installations de Comptage sur ce même mois, éventuellement corrigée pour tenir compte de la différence de localisation entre le Point de Comptage et le Point de Connexion ;
 P_{mois} est la puissance à prendre en compte pour le mois.

9.2.8 Composante annuelle des Alimentations Complémentaires et de Secours

La composante annuelle des Alimentations Complémentaires et de Secours peut être composée de plusieurs éléments.

Pour une Alimentation Complémentaire :

- Les parties dédiées d'une Alimentation Complémentaire font l'objet d'une facturation des ouvrages électriques qui la composent. Le montant figure en Annexe 2 des Conditions Particulières.

Pour une Alimentation de Secours :

- Les parties dédiées d'une Alimentation de Secours font l'objet d'une facturation des ouvrages électriques qui la composent. Le montant figure en Annexe 2 des Conditions Particulières.
- Le cas échéant, s'ajoutent l'un des coûts suivants :
 - Quand une Alimentation de Secours relève d'un Domaine de Tension inférieur à celui de l'Alimentation Principale, elle fait l'objet d'une déclaration de Puissance Souscrite qui sert de base au calcul d'une part fixe et d'une part variable.

La part fixe et la part variable sont calculées selon les valeurs figurant en Annexe 2 des Conditions Particulières.

La part fixe est due, même en l'absence de consommation au(x) Point(s) de Connexion ou de Regroupement, à la date d'ouverture de la Période de Souscription. Cependant, les Parties conviennent que cette somme est perçue par douzième au début de chaque mois.

Pendant une période de travaux programmés, l'énergie à prendre en compte pour le calcul de la part variable de la composante annuelle des Soutirages est la somme du Soutirage sur l'Alimentation Principale et sur l'Alimentation de Secours pendant cette période de travaux programmés. En conséquence, l'énergie soutirée sur l'Alimentation de Secours pendant cette période ne fait pas l'objet de la tarification particulière visée en Annexe 2 des Conditions Particulières. La Puissance Souscrite servant de référence pour la prise en compte des dépassements est celle de l'Alimentation Principale. Les dépassements sont facturés au prix stipulé pour l'Alimentation Principale. Ces dispositions ne s'appliquent pas

⁽¹²⁾ Si la Période de Souscription inclut un 29 février, le chiffre 8760 est remplacé par 8784.

pour la durée supplémentaire de consignation demandée par le Client pour l'entretien de ses propres installations.

- Quand une Alimentation de Secours relève du même Domaine de Tension que l'Alimentation Principale mais qu'elle dépend d'un autre transformateur du RPT, sont facturés au Client des frais de réservation de puissance de transformation, dont la valeur figure en Annexe 2 des Conditions Particulières

9.2.9 Composante de regroupement des Points de Connexion

En cas de regroupement des Points de Connexion, le Client acquitte une composante de regroupement, correspondant à la tarification du réseau existant permettant physiquement ce regroupement.

Cette composante est égale à : $l \times k \times PS$

Où :

l est la plus petite longueur totale des ouvrages électriques du RPT permettant physiquement le regroupement ;

k a une valeur mentionnée en Annexe 2 des Conditions Particulières.

Cette composante est due, même en l'absence de consommation au Point de Regroupement, à la date d'ouverture de la Période de Souscription. Cependant, les Parties conviennent que cette somme est perçue par douzième au début de chaque mois.

9.2.10 Composante annuelle des Dépassements ponctuels programmés pour travaux

Pendant la période durant laquelle la tarification des dépassements ponctuels programmés est appliquée, les dépassements de puissance par rapport à la Puissance Souscrite font l'objet de la facturation suivante :

$$\text{Montant des dépassements} = k \times \sum_j (P_{jc} - P_{\text{souscrite}})$$

Où :

k a une valeur mentionnée en Annexe 2 des Conditions Particulières ;

P_{jc} est la puissance moyenne dix minutes en kW ;

la $P_{\text{souscrite}}$ est définie au chapitre 6 des Conditions Particulières ;

j est la période de temps de 10 minutes.

9.2.11 Composante annuelle de l'Energie Réactive

Lorsque au cours d'un mois, de novembre à mars inclus, la quantité d'Energie Réactive consommée du lundi au samedi de 6 heures à 22 heures est supérieure à 40 % de la quantité d'Energie Active consommée, cet excédent d'Energie Réactive est facturé au prix indiqué en Annexe 2 des Conditions Particulières.

Les quantités d'énergie à prendre à compte sont celles du Point de Connexion ou du Point de Regroupement. Le rapport Energie Réactive sur Energie Active mesuré à la Tension de Comptage

est ramené au Point de Connexion ou au Point de Regroupement par application d'un correctif positif ou négatif indiqué à l'article 4.2 des Conditions Particulières.

En dehors des périodes indiquées au premier alinéa, l'Energie Réactive est mise gratuitement à la disposition du Client.

9.2.12 Tarification avec différenciation temporelle (HTA)

Dans le cas où le Client opte pour une tarification avec différenciation temporelle, les modalités de détermination et de perception de la part fixe de la composante annuelle des soutirages en fonction de la Puissance Souscrite décrites ci-dessus s'appliquent à la Puissance Souscrite Pondérée.

Le montant global de la part variable est calculé par application de la formule ci-après :

$$Part\ variable = \sum_{i=1}^n d_i \cdot E_i$$

Où :

- i désigne la Classe Temporelle ;
- n est le nombre de Classes Temporelles ;
- d_i est le coefficient pondérateur de l'énergie pour la Classe Temporelle i ;
- la valeur des coefficients d_i est mentionnée en Annexe 2 des Conditions Particulières ;
- E_i est la somme des énergies soutirées en kWh mesurée par les Installations de Comptage pendant la Classe Temporelle i, éventuellement corrigée pour tenir compte de la différence de localisation entre le Point de Comptage et le Point de Connexion.

Dans le cas où le Client opte pour une tarification avec différenciation temporelle, il conserve cette option tarifaire pendant la durée de la Période de Souscription qui ne peut être inférieure à 12 mois.

A l'expiration de cette période, le Client peut opter pour un autre tarif (tarif sans différenciation temporelle ou autre tarif avec différenciation temporelle) suivant les modalités suivantes :

- Le Client Notifie son choix à RTE au moins un mois avant l'expiration de la Période de Souscription ;
- RTE Notifie au Client un avenant de modification de tarif ;
- Le changement d'option tarifaire prend effet à l'expiration de la Période de Souscription.

En cours d'exécution du Contrat, à l'issue d'une Période de Souscription qui ne peut être inférieure à 12 mois, le Client peut également Notifier à RTE qu'il opte pour une tarification avec différenciation temporelle. Dans ce cas, il est procédé comme indiqué ci-dessus. Le changement d'option tarifaire ouvre une nouvelle Période de Souscription.

10 CONDITIONS DE FACTURATION ET DE PAIEMENT

Les sommes dues par le Client sont exprimées hors taxes et sont à majorer des taxes et impôts en vigueur. Elles sont facturées et payées selon les dispositions suivantes, sauf dispositions contraires précisées dans d'autres articles des Conditions Générales.

10.1 Conditions générales de facturation

RTE établit mensuellement pour chaque Point de Connexion ou Point de Regroupement le montant total à facturer pour le mois de consommation concerné à partir des éléments énumérés à l'article 9.2.

Le montant de chacun des éléments de facturation pour le mois M, hors part fixe visées aux articles 9.2.5 et 9.2.8, est facturé au début du mois suivant M+1.

Les modalités particulières de facturation de la part variable de la composante annuelle des Soutirages sont décrites à l'article 10.2 ci-après.

Le montant mensuel de la part fixe visées aux articles 9.2.5 et 9.2.8 pour le mois M est facturé au début du mois M.

Les montants sont facturés en euros (€) et arrondis au centime d'euro (c€) le plus proche.

10.2 Modalités de facturation de la part variable de la composante annuelle des Soutirages

Le montant mensuel de la part variable visée à l'article 9.2.5 est calculé au titre du mois M comme la différence entre :

1. le montant donné par l'application de la formule ci-après :

$$Part\ variable = \frac{d_{\text{période}}}{8760} \times b \times \left(\frac{E_{\text{soutirée}}}{d_{\text{période}} \times P_{\text{souscrite}}} \right)^c \times P_{\text{souscrite}} \quad (13)$$

Où :

$E_{\text{soutirée}}$ est la somme des énergies soutirées en kWh mesurée par les Installations de Comptage sur $d_{\text{période}}$, éventuellement corrigée pour tenir compte de la différence de localisation entre le Point de Comptage et le Point de Connexion ;

$d_{\text{période}}$ est la période, exprimée en heures, qui court à compter du début de la Période de Souscription jusqu'à la fin du mois M ;

la valeur des coefficients b et c est mentionnée en Annexe 2 des Conditions Particulières.

2. et la somme des montants facturés au titre de la part variable sur les mois précédents depuis le début de la Période de Souscription en cours et au titre de cette Période de Souscription.

¹³ Si la Période de Souscription inclut un 29 février, le chiffre 8760 est remplacé par 8784.

10.3 Modalités de contestation de la facture

Toute réclamation relative à la facture doit être Notifiée à RTE dans un délai de 60 Jours à compter de son émission.

RTE répond à cette contestation dans un délai de 30 Jours à compter de sa réception.

La Notification d'une réclamation n'a pas pour effet de suspendre l'obligation de régler les sommes facturées.

10.4 Conditions de paiement

Le Client précise à l'Annexe 4 des Conditions Particulières son adresse de facturation.

Il indique en outre s'il opte pour un paiement par chèque, par virement ou par prélèvement automatique.

Le Client Notifie à RTE tout changement d'adresse de facturation ou de modalité de paiement. Ce changement prend effet le 1^{er} du mois suivant la Notification à RTE.

10.4.1 Paiement par chèque ou par virement

Si le Client adopte le paiement des factures par chèque ou par virement, l'envoi du règlement doit intervenir dans les 15 Jours à compter de l'émission de la facture. Si le quinzième jour est un dimanche ou un jour férié, la date limite de paiement est reportée au premier Jour Ouvrable suivant.

10.4.2 Paiement par prélèvement automatique

Si le Client adopte le paiement des factures par prélèvement automatique, le délai est de 30 Jours.

Toutefois, le Client peut opter, dans l'Annexe 4 des Conditions Particulières, pour un paiement par prélèvement automatique avec un délai minoré ou majoré :

- Quand ce délai est compris entre 15 et 29 Jours, le Client bénéficie sur le montant hors taxes de la facture d'un taux de minoration Td calculé comme suit :
 - $Td = (30 - d) \times (\text{moyenne euribor 1 mois} - p_1) / 365$;
 - la valeur de p_1 est fixée dans les conditions déterminées à l'Annexe 4 des Conditions Particulières ;
 - Td sera revu au début de chaque trimestre civil en fonction des évolutions du marché financier et arrondi au 10/1000^{ème} le plus proche. Par exemple si Td est égal à 0,324 %, il sera arrondi à 0,32 % et si Td est égal à 0,325 %, il sera arrondi à 0,33 %. Si la valeur Td est négative, elle sera fixée à 0.
- Quand ce délai est compris entre 31 et 45 Jours, un taux de majoration pour règlement différé Td est appliqué au montant hors taxes de la facture, avec :
 - $Td = (d - 30) \times (\text{moyenne euribor 1 mois} + p_2) / 365$;
 - la valeur de p_2 est fixée dans les conditions déterminées à l'Annexe 4 des Conditions Particulières ;
 - Td est arrondi au 10/1000^{ème} le plus proche .

La moyenne euribor 1 mois sera prise égale à la moyenne arithmétique mensuelle des taux euribor 1 mois journaliers pratiqués le mois précédant le début du trimestre civil d'application de Td.

RTE peut réviser en cours d'exécution du Contrat les valeurs susvisées p_1 et p_2 , sous réserve d'en aviser le Client par Notification avec un préavis de 30 Jours. RTE publie les nouvelles valeurs p_1 et p_2 sur son site internet.

Par ailleurs, dans le même délai de 30 Jours, le Client peut changer son délai de paiement par prélèvement automatique.

10.5 Défaut de paiement et pénalités en cas de non-paiement

A défaut de paiement intégral dans le délai prévu pour leur règlement, les sommes dues sont majorées de plein droit, et sans qu'il soit besoin d'une mise en demeure, de pénalités calculées sur la base du taux d'intérêt appliqué par la Banque Centrale Européenne à son opération de refinancement la plus récente majoré de 10 points de pourcentage. Ces pénalités portent sur le montant total de la créance (montant de la facture TTC hors minoration). Elles sont calculées à partir de la date d'échéance jusqu'à la date de paiement effectif de la facture et ne peuvent être inférieures à un minimum de perception fixé à 140 € hors taxes.

Si le paiement intégral de toutes les sommes dues au titre du Contrat n'est pas intervenu dans un délai de 30 Jours à compter de l'expiration du délai prévu à l'article 10.4, RTE peut, sans préjudice des dommages et intérêts auxquels il pourrait prétendre et après mise en demeure par lettre recommandée avec demande d'avis de réception restée sans effet 8 Jours après sa réception :

- Réduire la Puissance Souscrite, l'ampleur de cette réduction étant fonction de l'importance des sommes restant à régler à RTE. Cette réduction de Puissance Souscrite n'ouvre pas droit au profit du Client à une réduction de la part fixe de la composante annuelle des soutirages visée à l'article 9.2.5. En revanche, elle met à sa charge le coût des dépassements de Puissance Souscrite qu'elle induit ;
- Suspendre l'accès au réseau du Site du Client ; en cas de suspension de l'accès au réseau, tous les frais y afférents sont à la charge exclusive du Client. Il en va de même en cas de reprise de l'accès au réseau. Le Client recevra en conséquence une facture spécifique payable dans les 15 Jours à compter de son émission.

RTE rétablira, selon les cas, l'accès au réseau ou la Puissance Souscrite dans les plus brefs délais, sous réserve du paiement par le Client de toutes les sommes dues et des intérêts de retard y afférents.

A défaut de règlement dans un délai de 30 Jours à compter de la mise en œuvre de l'une des mesures susvisées, RTE pourra résilier de plein droit le Contrat, 8 Jours après l'envoi d'une lettre recommandée avec demande d'avis de réception au Client. Nonobstant la résiliation, RTE pourra exercer toute voie et moyen de droit à l'encontre du Client afin de recouvrer les sommes dues.

L'ensemble des frais liés à la suspension de l'accès au réseau, à la réduction de puissance et au rétablissement de l'accès au réseau ou de la Puissance Souscrite sont à la charge exclusive du Client et lui seront facturés.

10.6 Paiement par un tiers

Le Client peut demander à l'Annexe 4 des Conditions Particulières que les factures soient adressées à un tiers. Dans ce cas, il Notifie à RTE le cadre juridique de l'intervention de ce tiers pour que RTE puisse envoyer les factures à cette adresse. En tout état de cause, le Client reste débiteur de RTE.

10.7 Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA)

L'article 18 de la loi 2004-803 du 9 août 2004 a institué au profit de la Caisse nationale des industries électriques et gazières, créée par le décret n°2004-1354 du 10 décembre 2004, une contribution tarifaire sur la prestation de transport d'électricité pour assurer le financement des droits spécifiques du régime spécial d'assurance vieillesse des industries électriques et gazières antérieurs au 31 décembre 2004.

Cette contribution est assise sur les éléments énumérés ci-après hors taxes :

- La composante annuelle de gestion a_1 ;
- La part fixe de la composante annuelle des Soutirages et de la composante annuelle des Alimentations Complémentaires et de Secours ;
- La composante de comptage des Installations de Comptage.

Le taux de la Contribution Tarifaire de l'Acheminement est fixé conformément aux principes définis aux articles 18 et 50 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières. Elle est soumise à la TVA.

Le montant dû au titre de la CTA est collecté par RTE sous la forme d'une contribution additionnelle au Tarif d'Utilisation du RPT. RTE reverse les fonds ainsi collectés à la Caisse nationale des industries électriques et gazières.

10.8 Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE)

L'article 5 de la loi 2000-108 dispose que les charges imputables aux missions de service public assignées aux opérateurs électriques sont intégralement compensées par des contributions dues par les consommateurs finals d'électricité, au prorata de la quantité d'électricité consommée.

Le montant de ces contributions, exprimé en centimes d'euro par kWh, est fixé annuellement par arrêté du ministre chargé de l'énergie pris sur proposition de la CRE. Il est soumis à la TVA.

Le montant dû au titre du Site est fixé conformément à la loi n°2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique .

Le montant dû au titre de la CSPE est collecté par RTE sous la forme d'une contribution additionnelle au Tarif d'Utilisation du RPT.

11 DECLARATION DU RESPONSABLE D'EQUILIBRE

11.1 Désignation du Responsable d'Equilibre par le Client

Conformément aux dispositions de l'article 15-V de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 modifiée, dès son raccordement, le Client désigne un Responsable d'Equilibre qui prend en charge financièrement les écarts entre les Injections et les Soutirages auxquels le Client procède sur son Site.

Le Client désigne un Responsable d'Equilibre auquel le Site sera rattaché. Il peut se désigner lui-même comme Responsable d'Equilibre à condition d'avoir préalablement conclu avec RTE un accord de participation en qualité de Responsable d'Equilibre.

Le Client remet à RTE, au moment de la signature du Contrat, un accord de rattachement conforme aux Règles relatives au dispositif de Responsable d'Equilibre, dûment signé par le Responsable d'Equilibre et lui-même.

Le rattachement au périmètre du Responsable d'Equilibre prend effet à la date de réception par RTE de l'accord de rattachement signé.

RTE communique au Responsable d'Equilibre désigné la Consommation Ajustée du Site.

11.2 Changement de Responsable d'Equilibre

11.2.1 A l'initiative du Client

Conformément aux Règles, si en cours d'exécution du Contrat, le Client change de Responsable d'Equilibre, il doit Notifier à RTE, par tout moyen écrit confirmé simultanément par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, sa décision de résilier le contrat le liant à son Responsable d'Equilibre ainsi que l'identité du nouveau Responsable d'Equilibre.

Il joint à cette Notification un accord de rattachement, conformément à l'article 11.1.

Si la Notification est reçue par RTE au moins 7 Jours avant la fin du mois M, le changement de Périmètre d'Equilibre prend effet le 1^{er} Jour du mois M+1. Si la Notification est reçue moins de 7 Jours avant la fin du mois courant, le changement de Périmètre d'Equilibre prend effet le 1^{er} Jour du mois M+2.

Dans un délai de 5 Jours Ouvrés à compter de la réception de la Notification envoyée par le Client, RTE informe par télécopie le Responsable d'Equilibre au Périmètre duquel le Site était rattaché, du retrait du Site de son Périmètre d'Equilibre et de la date à laquelle ce retrait prendra effet.

Parallèlement, RTE informe dans les mêmes conditions le nouveau Responsable d'Equilibre de la date d'effet du rattachement du Site à son Périmètre d'Equilibre.

11.2.2 A l'initiative du Responsable d'Equilibre

Conformément aux Règles, si en cours d'exécution du Contrat, le Responsable d'Equilibre désigné retire le Site de son Périmètre, il en informe RTE par télécopie. Simultanément, le Responsable d'Equilibre doit informer le Client, par tout moyen écrit confirmé simultanément par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, sa décision de résilier le contrat qui le lie à lui.

Dans un délai de 5 Jours Ouvrés à compter de la réception de la télécopie envoyée par le Responsable d'Equilibre, RTE informe par télécopie le Client du retrait du Site du Périmètre d'Equilibre auquel il était rattaché et de la date à laquelle ce retrait prendra effet.

Si la télécopie envoyée par le Responsable d'Equilibre est reçue par RTE au moins 7 Jours avant la fin du mois M, le retrait du Site du Périmètre d'Equilibre prend effet le 1^{er} Jour du mois M+2. Si la télécopie est reçue moins de 7 Jours avant la fin du mois M, le retrait du Site du Périmètre d'Equilibre prend effet le 1^{er} Jour du mois M+3.

Le Client Notifie à RTE, au moins 7 Jours avant la date d'effet du retrait, la désignation d'un nouveau Responsable d'Equilibre, suivant les modalités exposées à l'article 11.1.

Si à la date d'effet du retrait du Site de son ancien Périmètre d'Equilibre, RTE n'a pas reçu Notification par le Client du rattachement du Site au Périmètre d'un nouveau Responsable d'Equilibre, RTE peut suspendre immédiatement l'accès au réseau du Site et/ou résilier le Contrat sans préavis ni indemnité au profit du Client.

En cas de suspension de l'accès au réseau, tous les frais y afférents sont à la charge exclusive du Client. Il en va de même en cas de reprise de l'accès au réseau. Le Client recevra en conséquence une facture spécifique payable dans les 15 Jours de son émission.

11.2.3 A l'initiative de RTE

11.2.3.1 Résiliation par RTE en cas de non-paiement par le Responsable d'Equilibre des sommes dues à RTE

En cas de résiliation par RTE du contrat le liant au Responsable d'Equilibre auquel est rattaché le Site, dans les conditions prévues à l'article 15-V de la loi n°2000-108 du 10 février 2000 modifiée, RTE Notifie dans les meilleurs délais au Client cette résiliation ainsi que sa date d'effet.

Le Client Notifie à RTE dans les meilleurs délais, et au plus tard 2 Jours Ouvrés à compter de la Notification par RTE, la désignation d'un nouveau Responsable d'Equilibre, suivant les modalités exposées à l'article 11.1.

A défaut de réception par RTE de ce nouvel accord de rattachement, le Client sera rattaché au Responsable d'Equilibre du Fournisseur de Secours conformément à l'article 15-V et 22-IV bis de la loi n°2000-108 du 10 février 2000 modifiée.

A défaut de rattachement au Fournisseur de Secours, à l'expiration du délai de 2 Jours Ouvrés visé précédemment, RTE peut suspendre immédiatement l'accès au réseau du Site et/ou résilier le Contrat sans préavis ni indemnité au profit du Client.

11.2.3.2 Autres cas de Résiliation par RTE

En cas de résiliation par RTE pour une cause mentionnée aux Règles, autre que celle relative au non-paiement par le Responsable d'Equilibre des sommes dues à RTE, RTE Notifie au Client cette résiliation dans les meilleurs délais.

Le Client Notifie à RTE dans les meilleurs délais, et au plus tard 2 Jours Ouvrés à compter de la Notification par RTE, la désignation d'un nouveau Responsable d'Equilibre, suivant les modalités exposées à l'article 11.1.

Si à l'expiration du délai imparti au Client, RTE n'a pas reçu Notification par ce dernier de l'accord de rattachement du Site au Périmètre d'un nouveau Responsable d'Equilibre, RTE peut suspendre immédiatement l'accès au réseau du Site et/ou résilier le Contrat sans préavis ni indemnité au profit du Client.

En cas de suspension de l'accès au réseau, tous les frais y afférents sont à la charge exclusive du Client. Il en va de même en cas de reprise de l'accès au réseau. Le Client recevra en conséquence une facture spécifique payable dans les 15 Jours de son émission.

12 DISPOSITIONS GENERALES

12.1 Entrée en vigueur de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires

Dès l'entrée en vigueur de nouveaux textes législatifs ou réglementaires en relation avec l'objet du Contrat, et en tant que de besoin, les Parties s'engagent à modifier le Contrat, afin de le rendre conforme aux nouvelles règles en vigueur.

12.2 Confidentialité

12.2.1 Nature des informations confidentielles

En application de l'article 16 de la loi n° 2000-108, RTE est tenu de préserver la confidentialité des informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique dont la communication serait de nature à porter atteinte aux règles de concurrence libre et loyale et de non-discrimination imposées par la loi. La liste de ces informations et les conditions de leur utilisation sont fixées par le décret n° 2001-630 du 16 juillet 2001 relatif à la confidentialité des informations détenues par les gestionnaires de réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité, pris pour l'application des articles 16 et 20 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.

En outre, pour les informations non visées par ce décret, chaque Partie détermine, par tout moyen à sa convenance, celles, de tout type et sur tout support, qu'elle considère comme confidentielles.

12.2.2 Contenu de l'obligation de confidentialité

Pour les informations confidentielles visées par le décret susvisé du 16 juillet 2001, et conformément à son article 2-II, le Client autorise RTE à communiquer à des tiers (par exemple aux services intervenant dans le cadre des procédures administratives, à l'exploitant des installations du Client ou à une entreprise chargée d'exécuter pour le compte de RTE les travaux de raccordement) ces informations confidentielles si cette communication est nécessaire à l'exécution du Contrat. Pour les informations confidentielles non visées par le décret précité, les Parties s'autorisent à communiquer à des tiers ces informations si cette communication est nécessaire à l'exécution du Contrat.

Les Parties s'engagent à ce que les tiers, destinataires d'informations confidentielles au sens de l'article 12.2.1, prennent les mêmes engagements de confidentialité que ceux définis au présent article. A ce titre, la Partie destinataire d'une information confidentielle s'engage à prendre, vis-à-vis de ses salariés, des sous-traitants et de toute personne physique ou morale qu'elle mandate pour participer à l'exécution du Contrat, toutes les mesures utiles, notamment contractuelles, pour faire respecter par ceux-ci la confidentialité des informations dont ils pourraient avoir connaissance. Elle prend, en outre, toutes les dispositions utiles pour assurer la protection physique de ces informations, y compris lors de l'archivage de celles-ci.

Chaque Partie Notifie dans les plus brefs délais à l'autre Partie toute violation ou présomption de violation des obligations découlant du présent article.

Les obligations résultant du présent article ne s'appliquent pas si la Partie destinataire d'une information confidentielle apporte la preuve que celle-ci, au moment de sa communication, était déjà accessible au public ou que depuis sa communication, cette information a été reçue par elle, d'un tiers, licitement, sans violation des dispositions du présent article.

12.2.3 Durée de l'obligation de confidentialité

Les Parties s'engagent à respecter le présent engagement de confidentialité pendant une durée de 5 ans après l'expiration ou la résiliation du Contrat.

12.3 Notifications

Toute Notification au titre du Contrat, par RTE ou par le Client, est faite par écrit :

- Soit par une remise en mains propres contre reçu ;
- Soit par lettre recommandée avec demande d'avis de réception ;
- Soit par télécopie ;
- Soit par courriel avec demande d'avis de réception ;

La date de Notification est réputée être :

- La date mentionnée sur le reçu pour une remise en mains propres ;
- La date de l'avis de réception pour une lettre recommandée avec demande d'avis de réception ;
- Le jour et l'heure de l'accuse de réception émis par le télécopieur pour une télécopie ;
- Le jour et l'heure de l'accuse de réception émis par le système informatique de la Partie réceptrice pour un courriel.

Toute Notification du Client à RTE est faite au représentant de ce dernier désigné dans les Conditions Particulières. Les coordonnées du Client et de RTE sont indiquées aux Conditions Particulières. Tout changement d'adresse ou de correspondant fait l'objet par la Partie qui en est à l'origine d'une Notification au correspondant de l'autre Partie. Le changement prend effet dans un délai de 15 Jours à compter de la réception de cette Notification par l'autre Partie.

Le Client peut avoir recours à des services accessibles par son espace personnalisé sur le site internet de RTE. Dans ce cas, les Notifications peuvent également être effectuées par une mise en ligne sur cet espace par la personne dûment habilitée dont les coordonnées figurent en Annexe 5 des Conditions Particulières. La date de Notification est alors réputée être la date mentionnée sur le courriel de confirmation.

RTE privilégie l'utilisation de l'espace personnalisé du Client.

12.4 Contestations

En cas de contestation relative à l'interprétation ou l'exécution du Contrat, les Parties se rencontrent en vue de rechercher une solution amiable.

A cet effet, la Partie demanderesse adresse à l'autre Partie une Notification précisant :

- La référence du Contrat (n° et date de signature) ;
- L'objet de la contestation ;
- La proposition d'une rencontre en vue de régler à l'amiable le litige.

Les Parties conviennent expressément que le défaut d'accord, à l'issue d'un délai de trente Jours à compter du début des négociations, constaté par la signature conjointe d'un procès verbal de réunion y faisant référence, vaut échec desdites négociations.

Conformément à l'article 38 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000, en cas de différend entre RTE et le Client lié à l'accès au RPT ou à son utilisation, notamment en cas de refus d'accès ou de désaccord sur la conclusion, l'interprétation ou l'exécution du présent Contrat, la Commission de Régulation de l'Energie peut être saisie par l'une ou l'autre des Parties.

Les litiges portés devant une juridiction sont soumis au Tribunal de commerce de Paris.

12.5 Cession

Le Contrat est incessible, sauf accord préalable écrit de RTE.

En cas de modification du statut juridique du Client (fusion, absorption, etc.), ce dernier en informe RTE dans les meilleurs délais, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception.

12.6 Résiliation et suspension

Le Contrat peut être résilié de plein droit sans indemnité notamment dans les cas énumérés ci-après :

- Le Client n'a pas réglé l'ensemble des sommes dues à RTE à l'expiration du délai de 8 Jours à compter de l'envoi de la mise en demeure visée à l'avant-dernier alinéa de l'article 10.5 ;
- Un événement de force majeure se prolonge au-delà de 3 mois à compter de sa survenance ;
- En cas de cessation d'activité du Client, dûment justifiée et Notifiée à RTE.

Une Partie peut résilier le Contrat notamment dans les cas énumérés ci-dessus, par l'envoi à l'autre Partie d'une lettre recommandée avec demande d'avis de réception. La résiliation prend effet à l'expiration d'un délai de 15 Jours à compter de la réception de ladite lettre recommandée.

Par ailleurs, en application de l'article 14-IV du Cahier des Charges du RPT, RTE peut également refuser ou interrompre l'accès au réseau du Client :

- en cas de non-respect des dispositions réglementaires ou contractuelles visant à limiter les perturbations générées par les installations de ce Client ;
- en cas de risque grave et immédiat pour la sécurité du personnel de RTE ou des tiers ou pour la sûreté du réseau ;
- en cas d'usage illicite ou frauduleux du Réseau Public de Transport ;
- en cas de défaut de paiement des sommes stipulées par le contrat de fourniture au tarif réglementé ;
- en cas de défaut de paiement des Ecartés entre l'électricité injectée et l'électricité soutirée.

Enfin, le contrat est suspendu, lorsque la Commission de Régulation de l'Energie prononce une interdiction temporaire d'accès au réseau, en application de l'article 40 de la loi n°2000-108. Dans ce cas, les Parties n'encourent aucune responsabilité du fait de l'inexécution de leurs obligations respectives pendant la durée de la suspension. La durée de la suspension est sans effet sur le terme

du Contrat et est sans incidence sur les périodes et le décompte du temps mentionnés dans le Contrat.

12.7 Déconnexion du R.P.T.

Au cas où l'accès au RPT du Site, objet du Contrat, serait définitivement interrompu, RTE procédera à la déconnexion du RPT de l'Installation aux frais du Client, sous réserve que cet ouvrage soit exclusivement dédié à l'alimentation de celui-ci.

12.8 Entrée en vigueur et durée du Contrat

Le Contrat prend effet à la date fixée aux Conditions Particulières qui est obligatoirement le premier Jour d'un mois.

Le Contrat est conclu pour une durée indéterminée.

Il peut être résilié par l'une ou l'autre des Parties à tout moment sous réserve de respecter un délai de prévenance de 6 mois.

Le Contrat est résilié par l'envoi à l'autre Partie d'une lettre recommandée avec demande d'avis de réception. La résiliation prend effet à l'expiration du délai de 6 mois à compter de la date d'expédition de ladite lettre recommandée.

Dans le cas où le Client procède à la résiliation du Contrat, et demande la conclusion d'un autre contrat d'accès au RPT, la Période de Souscription associée à l'ancien contrat sera reconduite dans le nouveau Contrat.

Les engagements pris par RTE respectivement à l'article 6.2.2 et à l'article 7.1.2 demeurent nonobstant l'expiration du Contrat.

12.9 Droit applicable et langue du Contrat

Le Contrat est régi par le droit français. Nonobstant toutes traductions qui pourraient en être faites, signées ou non, la langue faisant foi pour l'interprétation ou l'exécution du Contrat est le français.

13 ANNEXE : DEFINITIONS

Alimentation Principale :

Ensemble d'ouvrages de raccordement assurant un transit d'énergie et permettant d'assurer la mise à disposition de la puissance de soutirage que l'Utilisateur a souscrite et/ou de la puissance maximale d'Injection convenue en régime normal d'exploitation des ouvrages électriques de l'Utilisateur.

Alimentation Complémentaire :

Ensemble d'ouvrages de raccordement assurant un transit d'énergie, établis au même Domaine de Tension que l'Alimentation Principale et non nécessaires à l'alimentation du Site. Les Alimentations d'un Utilisateur qui ne sont ni des Alimentations Principales, ni des Alimentations de Secours sont les Alimentations Complémentaires de cet Utilisateur.

Alimentation de Secours :

Ensemble d'ouvrages de raccordement assurant un transit d'énergie et, si elle est maintenue sous tension, n'étant utilisée pour le transfert d'énergie entre le Réseau Public de Transport ou de Distribution et les installations d'un ou plusieurs Utilisateurs qu'en cas d'indisponibilité de tout ou partie de ses ou de leurs Alimentations principales et complémentaires.

Annexe :

Les Annexes visées à l'article 2 des Conditions Générales.

Bornier :

Equipement permettant de mettre à la disposition du Client les données obtenues à partir des Compteurs.

Cahier des Charges du RPT :

Cahier des Charges en date du 30 octobre 2008 annexé à la convention du 27 novembre 1958 portant concession à RTE du Réseau Public de Transport d'électricité ou RPT.

Classe Temporelle :

Pour tout tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité, ensemble des heures de l'année durant lesquelles le même coefficient tarifaire s'applique.

Client :

Personne titulaire du présent contrat

Client en Décompte :

Tiers dont les installations sont alimentées par l'intermédiaire d'un réseau privé d'un Client.

Compteur :

Dispositif de mesure d'Energie Active et/ou Réactive associé à une mémorisation par période fixe des énergies mesurées.

Compteur de Référence :

Compteur utilisé comme référence pour la mesure des flux d'énergie entre le Client et le RTE.

Consommation Ajustée :

Pour un Site de Consommation, sur un intervalle de temps donné, somme égale au volume total d'énergie soutirée par un Site plus le volume d'énergie correspondant aux offres d'ajustement à la hausse activée sur ce Site moins le volume d'énergie correspondant aux offres d'ajustement à la baisse activée sur ce Site, moins la somme de toutes les fournitures déclarées apportées à ce Site. Cette Consommation Ajustée peut être négative.

Contrat ou CART :

Le Contrat ou CART garantit le droit d'accès au Réseau Public de Transport de l'Utilisateur. Il est constitué par :

- Les Conditions Particulières (CG) ;
- Les Conditions Générales (CP) .
- Et leurs Annexes.

Conditions Générales :

Les Conditions Générales du Contrat définissent les modalités d'accès au Réseau Public de Transport pour tout Site.

Conditions Particulières :

Les Conditions Particulières du Contrat déclinent les Conditions Générales aux spécificités du Site contractant avec RTE.

Coupure, Coupure Brève, Coupure Longue :

Il y a Coupure lorsque les valeurs efficaces des 3 tensions entre phases sont simultanément inférieures à 5% de la Tension d'Alimentation Déclarée U_C .

La mesure de la valeur efficace est effectuée indépendamment sur chacune des 3 tensions entre phases, conformément à la norme CEI 61000-4-30.

Une Coupure Brève a une durée supérieure ou égale à 1 seconde et inférieure ou égale à 3 minutes.

Une Coupure Longue a une durée supérieure à 3 minutes.

Courbe de Charge :

Ensemble de valeurs moyennes horodatées d'une grandeur mesurée, sur des périodes d'intégration consécutives et de même durée, de la puissance active soutirée.

Creux de Tension :

Diminution brusque de la Tension de Fourniture (U_f) à une valeur située entre 90% et 1% de la Tension d'Alimentation Déclarée (U_c), suivie du rétablissement de la tension après un court laps de temps.

Décompte des Energies :

Calcul en temps différé de l'énergie injectée et soutirée à partir des données recueillies et mémorisées par les Installations de Comptage.

Déconnexion :

Séparation physique du Site du Réseau Public de Transport.

Dispositif de Comptage :

Ensemble constitué de

- de Compteurs,
- d'un Bornier ,
- d'une horloge synchronisée par trame radio ou émission GPS,
- de câbles et dispositif de liaison entre ces différents composants.

Documentation technique de référence :

Document précisant les modalités pratiques d'exploitation et d'utilisation du réseau, en conformité avec les dispositions législatives et réglementaires ainsi qu'avec les décisions de la Commission de régulation de l'énergie, notamment en matière de raccordement, d'accès et de gestion de l'équilibre des flux. Une seule version de la DTR s'applique à l'ensemble des Sites. Le cas échéant, elle précise les exigences applicables aux installations existantes.

Domaine de Tension :

Les Domaines de Tension des Réseaux Publics de Transport et de Distribution en courant alternatif sont définis par le tableau ci-dessous :

Tension de connexion (Un)	Domaine de tension		
$Un \leq 1 \text{ kV}$	BT		Domaine basse tension
$1 \text{ kV} < Un \leq 40 \text{ kV}$	HTA 1	Domaine HTA	Domaine haute tension
$40 \text{ kV} < Un \leq 50 \text{ kV}$	HTA 2		
$50 \text{ kV} < Un \leq 130 \text{ kV}$	HTB 1	Domaine HTB	
$130 \text{ kV} < Un \leq 350 \text{ kV}$	HTB 2		
$350 \text{ kV} < Un \leq 500 \text{ kV}$	HTB 3		

Les tarifs applicables aux Utilisateurs connectés aux réseaux publics en HTA 2 sont ceux du domaine de tension HTB 1.

Données de Comptage :

Energies mesurées par pas de 10 minutes en chaque Point de Comptage. Ces valeurs sont exprimées en puissances moyennes sur chaque pas de dix minutes. Chacune de ces valeurs est datée (année, jour et heure) et mémorisée pour la télé-relevé ou pour leur mise à disposition au près du Client.

Données de Comptage Brutes :

Données de Comptage télé-relevées ou mises à disposition.

Données de Comptage Validées :

Données de Comptage télé-relevées ou mises à disposition qui ont éventuellement fait l'objet d'un remplacement du fait de Données Brutes erronées ou indisponibles.

Ecart :

Au sens des Règles, différence entre le total des quantités d'énergie injectées et le total des quantités d'énergie soutirées dans un Périmètre d'Equilibre.

Energie Active :

Intégrale de la puissance active P pendant une période de temps déterminée.

Energie Réactive :

Intégrale de la puissance réactive Q pendant une période de temps déterminée.

Fournisseur de Secours :

Fournisseur d'électricité de secours au sens de l'article 15-V de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 modifiée.

Fourniture de Puissance Réactive :

Transit d'énergie électrique réactive par le Point de Connexion destiné à l'alimentation du réseau public d'électricité par l'Utilisateur.

Ilotage :

Fonctionnement en réseau séparé d'installations de consommation et de production. Pendant cette période, ces installations sont donc déconnectées du RPT.

Injection (de puissance active):

Transit d'énergie électrique active par Point de Connexion destiné à l'alimentation du RPT par l'Utilisateur.

Installation de Comptage :

Ensemble constitué :

- de transformateurs de mesure de tension et de courant,
- d'un Dispositif de Comptage,
- d'une alimentation électrique,
- d'une interface avec le réseau public téléphonique commuté,
- de câbles et dispositif de liaison entre ces composants.

Interface de communication :

Dispositif pour communiquer par télé-relevé les données mémorisées par les compteurs via le réseau téléphonique public commuté.

Jour, Journée :

Période de 24 Heures commençant à 0 heures 00 et finissant à 23 heures 59. Les jours de changement d'heure légale comptent soit 23 Heures soit 25 Heures. A défaut de précision, un Jour est un jour calendaire.

Jour Ouvrable :

Un Jour Ouvrable correspond à un Jour de la semaine à l'exception du dimanche et des jours fériés et chômés.

Jour Ouvré :

Un Jour Ouvré correspond à un Jour de la semaine à l'exception du samedi, dimanche et des jours fériés et chômés.

Notification :

Envoi d'informations par une Partie à l'autre suivant les modalités fixées à l'article 12.3 des Dispositions Générales du Contrat

Partie ou Parties :

Les signataires du Contrat (le Client et RTE) mentionnés dans les Conditions Particulières.

Périmètre d'Equilibre :

Ensemble d'éléments d'Injection et de Soutirage sur le RPT et le RPD français, déclarés par un Responsable d'Equilibre à RTE et/ou à un ou plusieurs gestionnaires de Réseaux Publics de Distribution.

Période de Souscription :

Durée de validité d'une souscription de Puissance Souscrite. Celle-ci est normalement de 12 mois mais peut être de durée inférieure, notamment en cas de modification de Puissance Souscrite.

Point de Surveillance Technique ou PST :

Point auquel sont pris les engagements de RTE en matière de qualité de l'électricité.

Point de Comptage :

Point physique où sont placés les transformateurs de mesures destinés au comptage des flux d'énergie.

Points de Connexion :

Le ou les Point(s) de Connexion d'un Utilisateur au réseau public d'électricité coïncide(nt) avec la limite de propriété entre les ouvrages électriques de l'Utilisateur et les ouvrages électriques du réseau public et correspond(ent) généralement à l'extrémité d'un ouvrage électrique, matérialisée par un organe de coupure. Par organe de coupure, on entend un appareil installé sur un réseau électrique et permettant d'interrompre un courant non nul qui circule entre les deux extrémités de cet appareil.

Point de Connexion Confondu :

Pour l'application des règles tarifaires visées au chapitre 9 des Conditions Générales, pour un Client disposant de plusieurs Points de Connexion aux réseaux publics en HTB ou en HTA, tout ou partie de ces points sont considérés confondus, si en régime normal d'exploitation des ouvrages électriques de l'Utilisateur tel que convenu contractuellement avec le(s) gestionnaire(s) du (des) réseau(x) public(s), ils sont reliés par des ouvrages électriques de ce Client au même Domaine de Tension.

Point de Regroupement :

Point servant au regroupement tarifaire de plusieurs points de Connexion. Cette notion est précisée à l'article 5.2.2 des Conditions Générales.

Prestations Annexes :

Prestations réalisées :

- sous le monopole des gestionnaires des réseaux publics d'électricité conformément à l'article 4-I de la loi du n°2000-108 du 10 février 2000 modifiée ;
- par les gestionnaires de réseaux publics dans un contexte concurrentiel. Les prix de ces prestations sont librement fixés par les gestionnaires de réseaux .

Proposition Technique et Financière :

Devis adressé au Client par RTE.

Puissance de Raccordement :

Puissance active maximale pour laquelle l'Utilisateur du Réseau Public de Transport demande que soit dimensionné son raccordement. Il s'agit d'une Puissance à l'Injection pour un Site de production et d'une Puissance au Soutirage pour un Site de Consommation.

Puissance Souscrite :

Puissance que le Client détermine au Point de Connexion, en fonction de ses besoins vis-à-vis du RPT. La puissance appelée en excédent de la Puissance Souscrite correspond à un dépassement traité à l'article 5.5 des Conditions Générales.

Puissance Souscrite Pondérée :

Puissance calculée à partir des Puissances Souscrites P_i selon la formule visée à l'article 5.4 des Conditions Générales.

Rapport tangente phi ou tangente phi ($\tan \varphi$) :

Mesure, en un point quelconque du réseau électrique, le déphasage des signaux de tension et d'intensité. Le rapport $\tan \varphi$ constitue un paramètre important de la conduite et de la sûreté du réseau électrique.

Règles :

Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'Equilibre, publiées sur le site internet de RTE (www.rte-france.com).

Réseau Public de Transport d'électricité ou RPT :

Ensemble des ouvrages mentionnés à l'article 12-I de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 modifiée et dans le décret n°2005-172 du 22 février 2005 pris pour son application.

Réseaux Publics de Distribution d'électricité ou RPD :

Ensemble des ouvrages définis à l'article L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales.

Responsable d'Equilibre :

Personne morale ayant signé avec RTE un accord de participation conformément aux Règles, en application duquel les signataires s'obligent l'un envers l'autre à compenser financièrement les Ecart constatés a posteriori dans le Périmètre d'Equilibre. Les Ecart négatifs doivent être compensés financièrement par le Responsable d'Equilibre à RTE et les Ecart positifs doivent être compensés financièrement par RTE au Responsable d'Equilibre.

Site ou Site de Consommation ou Consommateur :

Au sens de l'article 1er du décret n° 2000-456 du 29 mai 2000 relatif à l'éligibilité des consommateurs d'électricité, établissement identifié par son numéro d'identité au répertoire national des entreprises et des établissements (numéro SIRET), tel que défini par le décret n° 73-314 du 14 mars 1973 portant création d'un système national d'identification et d'un répertoire des entreprises et de leurs établissements.

Soutirage (de puissance active) :

Transit d'énergie électrique active par le Point de Connexion destiné à desservir l'Utilisateur du RPT.

Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité :

Les Tarifs d'Utilisation du Réseau Public de transport et des Réseaux Publics de Distribution (TURPE) applicables aux Utilisateurs. Ces tarifs sont calculés de manière non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux, y compris les coûts résultant de l'exécution des missions et des contrats de service public.

Tension d'Alimentation Déclarée (U_c) :

Référence des engagements de RTE en matière de qualité de l'onde de tension. Sa valeur, fixée à l'article 8.3 des Conditions Particulières, peut différer de la Tension Nominale (U_n). Cette tension est également dénommée tension contractuelle.

Tension de Comptage :

Tension à laquelle sont raccordés les transformateurs de tension destinés au Comptage.

Tension de Fourniture (U_f) :

Tension que RTE délivre au Point de Connexion à un instant donné.

Tension Nominale (U_n) :

Tension qui a servi de référence à la conception d'un réseau ou d'un matériel et qui est utilisée par la suite pour le désigner.

Utilisateur :

Utilisateur du Réseau Public de Transport ou d'un Réseau Public de Distribution, personne physique ou morale ou encore établissement d'une personne morale, alimentant directement ce réseau ou directement desservi par ce réseau. Les gestionnaires de Réseaux Publics de Distribution qui soutirent sur le RPT pour les besoins de leurs clients finaux raccordés aux RPD, ne sont pas considérés comme des Utilisateurs.

*CONDITIONS PARTICULIERES
POUR LES CLIENTS « CONSOMMATEURS »*

CONTRACTANTS

RTE EDF Transport SA
Tour Initiale - 1, Terrasse Bellini, TSA 41000
92919 La Défense Cedex
Société Anonyme à conseil de surveillance
et directoire au capital de 2 132 285 690 €
Identifiant TVA : FR19444619258
Siren RTE : 444 619 258 RCS Nanterre
NAF : 35.12Z
Représenté par :
En qualité de :
Ci-après désigné « RTE »

XXX
XXXXXXXXXX
XX XXX XXXXXXXX
Société xxxxxxxxx,
au capital de X €
Identifiant TVA : FRXXXXXXXXXX
Siren : XXX XXX XXX RCS Xxxxxx
NAF: XXXX
Représenté par : X
En qualité de : Xxxxxx
Ci-après désigné « **Le Client** »

OBJET

Conditions Particulières du Contrat d'Accès au Réseau Public de Transport
pour le Site « Nom et adresse du site », identifié par le N° de SIRET : XXX XXX XXX XXXXXX
[Les remarques entre crochets ont pour but d'expliquer comment remplir et/ou compléter les champs à renseigner.
Elles n'apparaissent pas dans la version à signer par le Client.] N° du CART = [reprenant à la fin le n° compte de
contrat]

DUREE

Le Contrat prend effet le 01/XX/201X pour une durée indéterminée.

INTERLOCUTEURS

Pour RTE

Interlocuteur :

Adresse postale : RTE – Adresse de l'Unité

 :
Fax :
e-mail :

Pour le Client

Interlocuteur :

Adresse postale :

 :
Fax :
e-mail :

SIGNATURES (contrat à signer en double exemplaire ; parapher chaque page)

Pour RTE

Date :
Nom et qualité du signataire :

Pour le XXX

Date :
Nom et qualité du signataire :

1 Sommaire

2	Périmètre contractuel	3
2.1	Périmètre contractuel	3
2.2	Objet	3
3	Description des installations permettant l'accès au réseau du Client.....	4
3.1	Ouvrages de raccordement.....	4
3.2	Domaine de Tension	5
3.3	Poste du Client (optionnel)	5
3.4	Source autonome de production du Client (optionnel).....	5
3.5	Installations de Comptage.....	6
4	Modalités de correction des Données de Comptage	7
4.1	Données de Comptage en Energie Active	7
4.2	Energie Réactive	7
5	Prestations relatives à l'accès aux Données de Comptage	8
5.1	Mise à disposition des Données de Comptage.....	8
5.2	Accès direct aux Données de Comptage	8
6	Fixation de la Puissance Souscrite.....	9
6.1	Par Point de Connexion	9
6.2	Par Point de Regroupement (optionnel).....	10
7	Prestation relative aux interruptions programmées	11
7.1	Début de la période d'engagement	11
7.2	Ouvrages concernés par l'engagement	11
8	Prestations relatives à la continuité et à la qualité de l'électricité.....	12
8.1	Détermination du point auquel sont pris les engagements de RTE.....	12
8.2	Engagements de RTE en matière de continuité d'électricité	13
8.3	Engagements de RTE en matière de qualité de l'onde de tension.....	13
9	Déclaration du Responsable d'Equilibre.....	14
	Annexe 1 : Schéma du Site et nomenclature des Installations de Comptage	15
	Annexe 2 : Application du TURPE.....	17
	Annexe 3 : Formule(s) de Décompte des Energies pour le dispositif de Responsable d'Equilibre.....	19
	Annexe 4 : Conditions de facturation et de paiement	21
	Annexe 5 : Interlocuteurs habilités par le Client à adresser et à recevoir une Notification à/de RTE...22	
	Annexe 6 : Modalités opérationnelles de télé-relève	23

2 Périmètre contractuel

2.1 Périmètre contractuel

Le Contrat d'Accès au Réseau Public de Transport d'électricité (CART) pour les Sites de Consommation raccordés à ce réseau comprend les pièces suivantes :

- Les présentes Conditions Particulières ;
- Les Conditions Générales, dont le Client reconnaît avoir pleinement connaissance et dont il déclare accepter sans réserve toutes les dispositions ;
- et leurs Annexes.

Les Conditions Particulières prévalent sur les Conditions Générales.

Ces pièces constituent l'intégralité et l'exclusivité de l'accord des Parties quant à leur objet.

Elles annulent et remplacent toutes lettres, propositions, offres et conventions antérieures portant sur le même objet.

2.2 Objet

Les présentes Conditions Particulières ont pour objet de définir les conditions techniques, juridiques et financières de l'accès du Client au Réseau Public de Transport en vue du Soutirage d'énergie électrique pour le Site suivant : _____.

[A ajouter si présence d'Alimentations de Secours raccordées au RPD. Elles définissent également les conditions de l'accès du Client au Réseau Public de Distribution pour les Alimentations de Secours raccordées à ce réseau, dans le cadre des dispositions prévues à l'article 3 des Conditions Générales.]

Un schéma général des installations des différents acteurs est joint en Annexe 1.

Le Client s'engage à Notifier à RTE toute évolution de ce schéma de nature à entraîner une modification du Contrat, notamment en cas de modification du raccordement, de l'arrivée d'un Client en Décompte et de la pose ou du déplacement d'Installations de Comptage. Il joint à cette Notification une mise à jour du schéma joint en Annexe 1.

Par ailleurs, en cas de modification de la formule de Décompte des Energies visée en Annexe 3, le Client informe le Responsable d'Equilibre auquel est rattaché son Site.

3 Description des installations permettant l'accès au réseau du Client

Le raccordement des Sites aux réseaux publics d'électricité, dans les conditions déterminées par les textes réglementaires applicables, est un préalable à l'accès aux réseaux. Ce raccordement donne lieu à une convention de raccordement conclue avec RTE, laquelle décrit les installations raccordées au Réseau Public de Transport d'électricité (RPT), en vue de permettre au Client d'accéder à ce réseau.

La description des principales installations est reprise dans les dispositions ci-après.

3.1 Ouvrages de raccordement

Les Alimentations Principales, Complémentaires et de Secours dédiées au Client sont décrites ci-dessous.

Alimentation Principale :

Liaison 1 =

Point de Connexion = *[préciser la limite de propriété]*

[éventuellement] Liaison 2 =

Point de Connexion = *[préciser la limite de propriété]*

Alimentation Complémentaire

Liaison 1 =

Point de Connexion = *[préciser la limite de propriété]*

[éventuellement] Liaison 2 =

Point de Connexion = *[préciser la limite de propriété]*

Alimentation de Secours

Liaison 1 =

Point de Connexion = *[préciser la limite de propriété]*

[Garder une seule option ci-après]

- ☐ La liaison relève d'un Domaine de Tension inférieur à celui de l'Alimentation Principale ;
- ☐ La liaison est au même Domaine de Tension que l'Alimentation Principale et est raccordée à un transformateur RPT différent de celui utilisé pour l'Alimentation Principale ;
- ☐ La liaison est au même Domaine de Tension que l'Alimentation Principale et est raccordée au même transformateur RPT que celui utilisé pour l'Alimentation Principale.

Puissance de Raccordement du Site : kW

3.2 Domaine de Tension

Domaine de Tension des Alimentations Principale et Complémentaire	Domaine de Tension de l'Alimentation de Secours
.....	

3.3 Poste du Client (optionnel)

[Le cas échéant, supprimer le contenu de cet article et inscrire la mention SANS OBJET]

Le(s) poste(s) de livraison électrique(s) à kV du Client est (sont) dénommé(s) :
.....

3.4 Source autonome de production du Client (optionnel)

[Le cas échéant, supprimer le contenu de cet article et inscrire la mention SANS OBJET]

Le Client déclare qu'il dispose sur le Site des sources autonomes de production suivantes susceptibles de fonctionner en parallèle du RPT, d'une puissance totale de kW constitué(s) par :

.....

Le Client peut mettre en œuvre ces sources autonomes dès lors que les conditions techniques de raccordement du site, et notamment les dispositifs de couplage et de protection de ces installations, sont conformes aux dispositions réglementaires en vigueur.

RTE précise au Client les modalités techniques d'exploitation des moyens de production qui sont liés à des questions tant de sécurité pour le matériel ou le personnel de RTE que de contribution minimale aux besoins du réseau dans la convention d'exploitation-conduite.

Le Client exploite sa(ses) source(s) autonome(s) de production d'énergie à ses frais et sous sa seule et entière responsabilité.

Le Client ne peut faire fonctionner l'une de ces sources en parallèle avec le RPT qu'avec l'accord préalable de RTE.

Il informe systématiquement RTE des modifications importantes survenant dans la structure de l'ensemble de ses moyens de production autonome d'énergie électrique (par exemple changement de machines).

3.5 Installations de Comptage

Conformément à l'article 4.1 des Conditions Générales, les Installations de Comptage dédiées au Client sont décrites ci-après.

- Point de Connexion :

[Il y a autant de Points de Comptage, Tension de Comptage et de tableaux qu'il y a de Points de Connexion. Les caractéristiques pré-saisies en italique dans les tableaux ci-après sont celles par défaut]

Point de Comptage n°

Tension de Comptage kV

	Transformateur de mesure de courant	Transformateur de mesure de tension
propriété	<i>client</i>	<i>client</i>
Nombre d'appareils	<i>3 (1 par phase)</i>	<i>3 (1 par phase)</i>
Type d'appareils		
Rapports de transformation	<i>Tous les rapports possibles sont mentionnés.</i>	<i>Tous les rapports possibles sont mentionnés.</i>
Rapport utilisé	<i>On précise le rapport utilisé</i>	<i>On précise le rapport utilisé</i>
Classe de précision (de l'enroulement utilisé)	<i>0,2 / 0,25 / 0,5 / 0,5S</i>	<i>0,2 / 0,5</i>
Puissance de précision		
Sur tension maximale au secondaire ¹	<i>Sans objet</i>	<i>2 kV crête</i>
Norme de référence (CEI) ¹	<i>[60044]</i>	
Prise de mise à la terre du secondaire ¹	<i>Sans objet</i>	<i>S2</i>

Le Point de Comptage est le point physique où sont placés les transformateurs de courant et de tension destinés au comptage des flux d'énergie.

La Partie propriétaire du Dispositif de Comptage est : ... [RTE ou le Client]

Identification des Compteurs :

	Compteur triphasé d'énergie (Compteur de Référence)	Compteur triphasé d'énergie (compteur de vérification)
Marque de l'équipement – type		
Classe de précision	<i>0,2 S en actif, 2 en réactif</i>	<i>0,2 S en actif, 2 en réactif</i>
Energie mesurée	<i>Active et réactive 4 quadrants Puissance moyenne points 10 min</i>	<i>Active et réactive 4 quadrants Puissance moyenne points 10 min</i>

[Optionnel : préciser si nécessaire s'il y a en plus un Enregistreur de Puissance Télé-relevable et/ou un contrôleur local directement télé-relevable et avec totalisation des Points de Comptage énumérés ci-dessus]

¹A renseigner pour toute pose de nouvelle Installation de Comptage

4 Modalités de correction des Données de Comptage

[Le cas échéant, supprimer le contenu de cet article et inscrire la mention SANS OBJET]

Conformément à l'article 4.2 des Conditions Générales, des coefficients correcteurs s'appliquent aux Données de Comptage.

Les grandeurs sont calculées par pas de 10 minutes à partir des indications fournies par les Installations de Comptage.

4.1 Données de Comptage en Energie Active

Les Données de Comptage Validées par RTE sont corrigées par application d'un coefficient correcteur C_a (tel que $P_{\text{consommée}} = C_a \times P_{\text{mesurée}}$) pour les ramener au Point de Connexion :

- Pour l'Alimentation Principale, C_a est égal à : ____ ;
- Pour l'Alimentation Complémentaire, C_a est égal à : ;
- Pour l'Alimentation de Secours C_a est égal à : ____ .

4.2 Energie Réactive

La tangente φ est ramenée au Point de Connexion par addition / soustraction *[Rayer la mention "addition" si le Point de comptage est situé en amont du Point de Connexion et rayer la mention "soustraction" s'il est situé en aval]* d'une constante égale :

- à $C_{\text{réa}} = \dots$ pour l'Alimentation Principale ;
- à $C_{\text{réa}} = \dots$ pour l'Alimentation Complémentaire ;
- à $C_{\text{réa}} = \dots$ pour l'Alimentation de Secours.

5 Prestations relatives à l'accès aux Données de Comptage

Conformément à l'article 4.4 des Conditions Générales, RTE fournit les Données de Comptage au Client qui en choisit les modalités ci-dessous.

Les grandeurs sont calculées par pas de 10 minutes à partir des indications fournies par les Installations de Comptage.

5.1 Mise à disposition des Données de Comptage

[Le cas échéant, supprimer le contenu de cet article et inscrire la mention SANS OBJET]

Le Client opte pour : *[Cocher l'option retenue]*

☐ La mise à disposition hebdomadaire des Données de Comptage Brutes et Validées

Les Installations de Comptage concernées sont mentionnées ci-après :

.....
.....
.....

☐ La mise à disposition mensuelle des Données de Comptage Brutes et Validées

Les Installations de Comptage concernées sont mentionnées ci-après :

.....
.....
.....

L'envoi est effectué par messagerie électronique à l'adresse suivante : XXXX@XXXX.XX

5.2 Accès direct aux Données de Comptage

- **Impulsions**

Le poids des impulsions sur le Bornier du Client est de kWh/ kVarh *[à renseigner par RTE]*

- **Télé-relevé**

Le Client (ou le tiers qu'il désigne) réalise le télé-relevé des Données de Comptage de préférence dans la plage horaire ci-après :

...../.....

Les modalités de télé-relevé sont détaillées en Annexe 6.

Néanmoins, le Client peut télé-relever ponctuellement en dehors de cette plage horaire, c'est-à-dire en maintenant un taux d'utilisation de ligne téléphonique inférieur à 20%², sous réserve de ne jamais télé-relever entre minuit et 6 heures, plage réservée à RTE.

[A ajouter si nécessaire : Par exception, les Clients ayant signé un accord de participation aux Règles pourront télé-relever ponctuellement dès 4 heures 30]

² Le journal de bord du Compteur faisant foi
Page 8 sur 23

6 Fixation de la Puissance Souscrite

Conformément à l'article 5.1 des Conditions Générales, le Client fixe la Puissance Souscrite pour une durée d'1 an.

6.1 Par Point de Connexion

[Sans objet si l'article 6.2 est renseigné]

Identification du Point de Connexion	Puissance Souscrite
Point de Connexion [à préciser comme précédemment] de l'Alimentation Principale [à compléter éventuellement par les autres Alimentations Principales]	___ kW
Point de Connexion [à préciser comme précédemment] de l'Alimentation Complémentaire [à compléter éventuellement par les autres Alimentations Complémentaires]	___ kW
Point de Connexion [à préciser comme précédemment] de l'Alimentation de Secours	___ kW
[Le cas échéant : Points de Connexion Confondus (à préciser)]	___ kW

[Le cas échéant, si le Client opte pour une tarification à différenciation temporelle à 5 classes, préciser : Conformément à l'article 9.2.12 des Conditions Générales, le Client choisit un tarif avec différenciation temporelle pour une durée d'1 an. Remplacer le tableau précédent par celui ci-dessous]

Classe temporelle	Hiver (novembre à mars inclus)			Eté (avril à octobre inclus)	
	PS Heures de pointe	PS Heures pleines	PS Heures creuses	PS Heures pleines	PS Heures creuses
Point de Connexion [à caractériser comme précédemment] de l'Alimentation de Secours	___ kW	___ kW	___ kW	___ kW	___ kW

Puissance Souscrite Pondérée : kW.

Les heures de pointe sont fixées, de décembre à février inclus, de la façon suivante :

.....

Les dimanches sont considérés en heures creuses. Les autres jours comprennent 8 heures creuses fixées comme suit dans la plage 21h30-7h30 :

.....

[Le cas échéant, si le Client opte pour une tarification à différenciation temporelle à 8 classes, préciser : Conformément à l'article 9.2.12 des Conditions Générales, le Client choisit un tarif avec différenciation temporelle pour une durée d'1 an. Remplacer le tableau précédent par celui ci-dessous]

PS par Classe temporelle	Hiver (novembre à mars inclus)					Eté (avril à octobre inclus)		
	Heures de pointe	Heures pleines(3) ()	Heures pleines(4) ()	Heures creuses(1)	Heures creuses(2)	Heures pleines(5)	Heures creuses(3)	Heures de juillet et août
Point de Connexion [à caractériser comme précédemment] de l'Alimentation de Secours	___ kW	___ kW	___ kW	___ kW	___ kW	___ kW	___ kW	___ kW

Puissance Souscrite Pondérée : kW.

Les heures de pointe sont fixées, de décembre à février inclus, de la façon suivante :

.....

Les samedis, dimanches et jours fériés sont considérés en heures creuses. Les autres jours comprennent 6 heures creuses fixées comme suit dans la plage 23h30-7h30 :

.....

6.2 Par Point de Regroupement (optionnel)

[Le cas échéant, supprimer le contenu de cet article et inscrire la mention SANS OBJET]

Si le Client opte pour le Point de Regroupement, il liste les Points de Connexion concernés ci-dessous :

.....
.....

Parmi cette liste, Le Point de Regroupement est :

.....

La Puissance Souscrite fixée par le Client au Point de Regroupement est : kW

(3) Mois de décembre, janvier et février.

(4) Mois de mars et novembre.

(5) Mois d'avril, mai, juin, septembre, octobre.

7 Prestation relative aux interruptions programmées

Conformément à l'article 6.2 des Conditions Générales, RTE s'engage au niveau de chaque Point de Connexion du Site sur une durée maximale d'interruption programmée égale à 5 Jours Ouvrés sur une période de 3 années consécutives à compter de la date fixée ci-dessous.

7.1 Début de la période d'engagement

La période de 3 ans visée à l'article 6.2.2 des Conditions Générales débute [ou a débuté] le
1er janvier

[NB : la période de 3 ans éventuellement commencée avec le contrat précédent se poursuit]

7.2 Ouvrages concernés par l'engagement

L'engagement visé à l'article susvisé porte sur la durée maximale d'interruption au(x) Point(s)
de Connexion au RPT désignés à l'article 3.1.

[Dans certains cas particuliers où l'engagement sur les ouvrages de raccordement ne convient pas, remplacer la phrase précédente par celle ci-après]

L'engagement visé à l'article susvisé porte sur la disponibilité de l'alimentation au(x) Point(s)
de Connexion au RPT ci-après :

.....
.....

8 Prestations relatives à la continuité et à la qualité de l'électricité

Conformément aux articles 7.1, 7.2 et 7.3 des Conditions Générales, RTE s'engage sur la continuité et qualité de l'électricité du Site et ses engagements sont fixés ci-après.

8.1 Détermination du point auquel sont pris les engagements de RTE

Le schéma d'alimentation du Site est reproduit ci-dessous :

[Joindre le schéma d'alimentation et localiser le(s) Point(s) de Surveillance Technique sur ce schéma. Le tableau de décompte des Coupures ci-dessous doit être cohérent avec le présent schéma d'alimentation. Le cas échéant, indiquer la position des appareils de mesure de la qualité]

.....

La règle de décompte des Coupures Brèves et des Coupures Longues prises en compte à partir des informations des Points de Surveillance Technique (PST) est précisée dans le tableau de décompte ci-après :

[Tableau à adapter selon la structure de l'alimentation et le schéma d'exploitation des installations du Client, avec soit un décompte global, soit un décompte par alimentation. Celui ci-dessous est donné à titre d'exemple, c'est un tableau pour un décompte global à partir de deux alimentations bouclées :]

PST 1: ____
PST 2: ____
PST 3 :.....

PST 1	PST 2	Décompte global
CB	---	0
CL	---	0
---	CB	0
---	CL	0
CB	CB	CB
CB	CL	CB
CL	CB	CB
CL	CL	CL
CB	Consignée	CB
CL	Consignée	CL
Consignée	CB	CB
Consignée	CL	CL

8.2 Engagements de RTE en matière de continuité d'électricité

[1er cas : La période de 3 ans est en cours (conformément à l'article 7.1.1 des précédentes Conditions Particulières), ou une nouvelle période commence sans évolution de l'engagement :]

L'engagement de RTE, établi dans le précédent contrat, est maintenu pour une période de 3 ans à compter du 1er janvier 201x.

[2ème cas : Une nouvelle période commence avec révision de l'engagement :]

L'engagement de RTE est établi pour une période de 3 ans à compter du 1er janvier 201x

L'engagement de RTE est de Coupure(s) Longue(s) sur an(s) et Coupure(s) Brève(s) sur ... an(s) [ou] 2 Coupures (Brèves et/ou Longues) sur 3 ans.

L'engagement de RTE correspond aux valeurs E_{CL} et E_{CB} suivantes :

E_{CL} = ...

E_{CB} = ...

8.3 Engagements de RTE en matière de qualité de l'onde de tension

Tension d'Alimentation Déclarée

La Tension d'Alimentation Déclarée s'établit comme suit pour les Alimentations Principale, Complémentaire et de Secours:

- Liaison 1 = ...
- [Eventuellement] Liaison 2 = ...

[Le cas échéant] La Tension de Fourniture pourra varier de ____ à ____ kV autour de la Tension d'Alimentation Déclarée dans les conditions de mesures spécifiées à l'article 7.3 des Conditions Générales.

[Pour les quelques clients dont l'Alimentation Principale est en HTA, prendre les plages de variations suivantes figurant dans les contrats d'accès au réseau des distributeurs : la Tension d'Alimentation Déclarée (U_c) est située dans une plage de $\pm 5\%$ autour de la Tension Nominale (U_n) ; l'amplitude de la Tension de Fourniture (U_f) peut varier de $\pm 5\%$ autour de la Tension d'Alimentation Déclarée (U_c).]

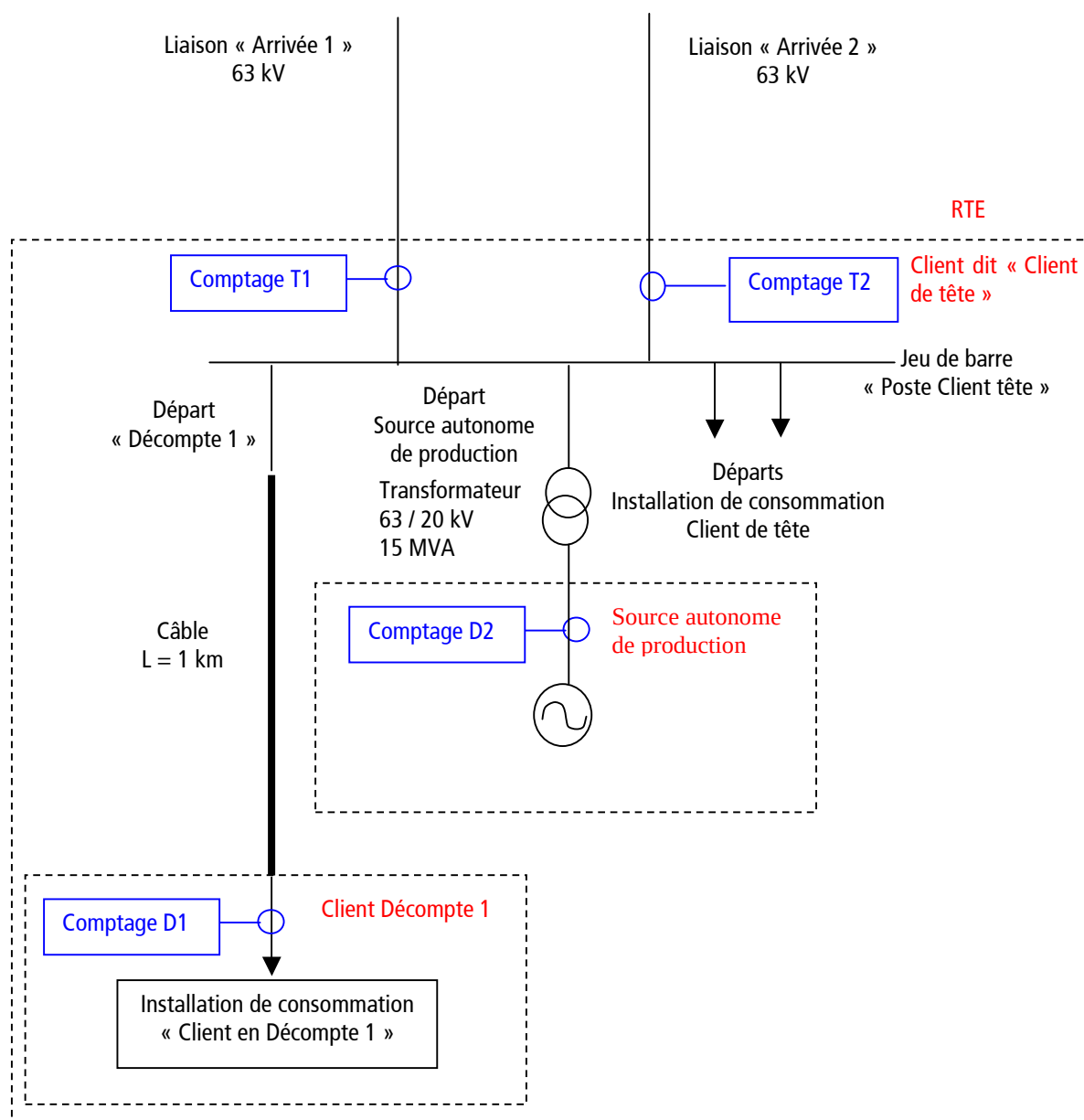
9 Déclaration du Responsable d'Equilibre

Conformément à l'article 11.1 des Conditions Générales, le Client désigne un Responsable d'Equilibre auquel le Site est rattaché en remettant à RTE un accord de rattachement conforme aux Règles.

[Prévoir lien internet vers l'Annexe visée à la section 2 des Règles en vigueur]

Annexe 1 : Schéma du Site et nomenclature des Installations de Comptage

(exemple d'un Consommateur disposant d'une source autonome de production et d'un Client en Décompte)



Nomenclature des Installations de Comptage :

- Grandeurs mesurées par les Installations de Comptages

[Définitions des grandeurs mesurées à modifier suivant l'implantation des Installations de Comptages du Site et suivant la mesure ou non des Injections]

I_{T1} l'Injection mesurée sur le comptage T1 situé en entrée du Site
 S_{T1} le Soutirage mesuré sur le comptage T1 situé en entrée du Site
 I_{T2} l'Injection mesurée sur le comptage T2 situé en entrée du Site
 S_{T2} le Soutirage mesuré sur le comptage T2 situé en entrée du Site

S_{D1} le Soutirage mesuré sur le comptage D1 en limite de propriété du «Client en décompte 1 »
 I_{D1} l'Injection mesurée sur le comptage D1 en limite de propriété du «Client en décompte 1 »
 S_{D2} le Soutirage mesuré sur le comptage D2 situé aux bornes de la source autonome de production
 I_{D2} l'Injection mesurée sur le comptage D2 situé aux bornes de la source autonome de production

- Correction de ces grandeurs pour pertes actives

Les coefficients correcteurs mentionnés dans le tableau ci après s'appliquent aux Données de Comptage Brutes mesurées.

[Compléter le tableau en fonction des spécificités du Site. Les éléments figurant dans ce tableau sont données à titre d'exemple]

Client	Comptage(s)	Ouvrage(s) pris en compte pour le calcul du coefficient correcteur	Coefficient correcteur pour les pertes actives à appliquer au Soutirage
« Client de Tête », arrivée 1	Comptage T1	Comptage situé en limite de RPT	Pas de correction
« Client de Tête », arrivée 2	Comptage T2	Comptage situé en limite de RPT	Pas de correction
« Client en Décompte 1 »	Comptage D1	[Exemple] 1 km de câble 63 kV, en aval du RPT	$C_{a\_D1} = + 0,1 \%$
Source autonome de production	Comptage D2	[Exemple] un transformateur 63 / 20 kV, puissance 15 MVA, en aval du RPT	$C_{a\_D2} = + 0,7 \%$

Annexe 2 : Application du TURPE

A la date d'effet du Contrat, les Tarifs d'Utilisation du RPT en vigueur sont ceux annexés à la décision n°2009-140 du 5 juin 2009 relative aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité.

Conformément à l'article 9.2 des Conditions Générales, les prix des composantes tarifaires sont indiqués dans les tableaux ci-après.

Les sommes dues par le Client sont exprimées hors taxes et sont à majorer des taxes et impôts en vigueur.

**Point de Connexion [à caractériser comme précédemment]
ou Point de Connexion Confondu ou Point de Regroupement**

Composantes tarifaires	Prix en €/an sinon unité précisée
Composante annuelle de gestion (a_1)	...
Composante annuelle de comptage	...
Coefficient ¹ de la part fixe de la composante annuelle des Soutirages	$a_2 = \dots \text{€/kW/an}$
Coefficients ¹ de la part variable de la composante annuelle des Soutirages et coefficient des composantes mensuelles des dépassements de PS (α)	$b = \dots \text{€/kW/an}$ $c = \dots$ $\alpha = \dots \text{€/kW}$
Coefficient de la composante annuelle des dépassements ponctuels programmés	$k = \dots \text{c€/kW}$
Composante annuelle de l'énergie réactive absorbée au-delà du Rapport $\tan \phi$ max	$\dots \text{€/kVar.h}$
Composante de regroupement	$\dots$ $k = \dots$

¹ le TURPE fait l'objet d'une mise à jour annuelle au 1er août pour les coefficients a_2 , b et d_i de la composante annuelle des Soutirages et le coefficient α de la composante mensuelle de dépassement de Puissance Souscrite en ce qui concerne le domaine HTB uniquement.

Formule de calcul du Soutirage au Point de Connexion

(se référer au schéma et nomenclature de l'Annexe 1)

[Exemple] $C = (S_{T1} - I_{T1} + S_{T2} - I_{T2})$

[Cette formule est à décliner pour l'Energie Active et pour l'Energie Réactive]

Point de Connexion d'une Alimentation Complémentaire et/ou de Secours
[à caractériser comme précédemment]

Composantes tarifaires	Prix en €/an sinon unité précisée
Composante annuelle de comptage	...
Composante annuelle de l'Energie réactive absorbée au-delà du rapport $\tan \phi$ max	... €/kVar.h
Composante annuelle des Alimentations Complémentaires & de Secours :	
- Parties dédiées	...€/an
- Frais de Réservation de Puissance de Transformation	...€/kW/an
- Part fixe	... €/ kW/ an
- Part énergie	... c€/kWh
Dépassements de Puissance Souscrite	$\alpha = \dots$ €/kW

Formule de calcul du Soutirage au Point de Connexion

(se référer au schéma et nomenclature de l'Annexe 1)

[Exemple] $C = (S_{T1} - I_{T1} + S_{T2} - I_{T2})$

[Cette formule est à décliner pour l'Energie Active et pour l'Energie Réactive]

Si le Site est raccordé au Domaine de Tension HTB2 ou HTB3

Composante annuelle à l'Injection	€/ MWh

Annexe 3 : Formule(s) de Décompte des Energies pour le dispositif de Responsable d'Equilibre

[Cas 1 : en l'absence de Client en Décompte et de source de production valorisée sur le marché]

Le Décompte des Energies selon les Règles est effectué par RTE, sous la forme de puissance moyenne (nombre entier de kW) par pas de 10 minutes, à partir des mesures enregistrées par les Installations de Comptage et traitées selon les modalités définies à l'article 4.3 des Conditions Générales.

La consommation totale du Client est calculée par la formule suivante :

[Exemple] $C = (S_{T1} - I_{T1} + S_{T2} - I_{T2})$

L'énergie décomptée comme Soutirage dans le Périmètre d'Equilibre auquel est rattaché le Client est sa Consommation Ajustée.

[Cas 2 : en présence d'un Client en Décompte équipé d'Installations de Comptage exploitées par RTE et/ou d'une source autonome de production dont l'Injection nette d'auxiliaires est valorisée sur le marché selon le schéma en Annexe 1]

Le Décompte des Energies selon les Règles est effectué par RTE, sous la forme de puissance moyenne (nombre entier de kW) par pas de 10 minutes, à partir des mesures enregistrées par les Installations de Comptage et traitées selon les modalités définies à l'article 4.3 des Conditions Générales.

La consommation totale du Client est calculée par la formule suivante :

En dehors des périodes d'Ilotage : [Exemple] $C = (S_{T1} - I_{T1} + S_{T2} - I_{T2}) + 0,993 \times I_{D2} + - 1,001 \times S_{D1} + 0,999 \times I_{D1}$

Pendant les périodes d'Ilotage : $C = 0$

L'énergie décomptée comme Soutirage dans le Périmètre d'Equilibre auquel est rattaché le Client est sa Consommation Ajustée.

[Cas 3 : en présence d'un Client en Décompte non équipé d'Installations de Comptage exploitées par RTE (absence du Comptage D1 de l'Annexe 1) et/ou d'une source autonome de production dont l'injection nette d'auxiliaires est valorisée sur le marché selon le schéma en Annexe 1]

Le Décompte des Energies selon les Règles est effectué par RTE, sous la forme de puissance moyenne (nombre entier de kW) par pas de 10 minutes, à partir des mesures enregistrées par les Installations de Comptage de RTE et traitées selon les modalités définies à l'article 4.3 des Conditions Générales. Il est ensuite appliqué une clé de répartition sur ce décompte pour obtenir le Décompte des Energies du Client en Décompte. La clé de répartition est convenue entre le Client et le Client en Décompte.

La consommation totale du Client est calculée par la formule suivante :

En dehors des périodes d'Ilotage : [formule par rapport au schéma de l'Annexe 1] $C = A \times (S_{T1} - I_{T1} + S_{T2} - I_{T2}) + 0,993 \times I_{D2}$ où A représente la clé de répartition

Valeur de A = [Exemple] 0,4

Pendant les périodes d'Ilotage : $C = 0$

L'énergie décomptée comme Soutirage dans le Périmètre d'Equilibre auquel est rattaché le Client est sa Consommation Ajustée.

Annexe 4 : Conditions de facturation et de paiement

Conditions générales de facturation

Adresse de facturation :

.....
.....
.....

Conditions de paiement

Le Client opte pour :

- ☐ Le paiement par chèque sous 15 Jours ;
- ☐ Le paiement par virement sous 15 Jours ;
- ☐ Le prélèvement automatique à Jours

Dans ce cas, il transmet à RTE une autorisation de prélèvement automatique, dûment complétée et signée .

[A ajouter si le Client opte pour le paiement minoré ou majoré par prélèvement automatique :]

Comme indiqué à l'article 10.4.2 des Conditions Générales, p_1 et p_2 sont publiées sur le site internet de RTE et Notifiées au Client en cas de changement à l'initiative de RTE.

[si nécessaire en cas de délégation de paiement , ajouter :]

Demande d'envoi de ses factures à un tiers :

- ☐ Oui
- ☐ Non

Annexe 5 : Interlocuteurs habilités par le Client à adresser et à recevoir une Notification à/de RTE

Site	Nom et prénom	Fonction	N° de téléphone	Adresse e-mail

Annexe 6 : Modalités opérationnelles de télé-relève

Interlocuteur Client [le cas échéant, préciser le nom de l'entreprise désignée par le Client]	N° de téléphone	Adresse	E-mail

Compteur de Référence(s) télé- relevé(s) par l'interlocuteur ci-dessus [préciser le n° et libellé du compteur]	N° de téléphone	Identifiant d'accès	Protocole de communication

Pour toute actualisation de la présente Annexe, le Client contacte son interlocuteur, visé en page de garde des présentes Conditions Particulières.

Documentation technique de référence
Chapitre 8 – Trames-type
Article 8.12 – Contrat Accès au Réseau de Transport
pour les Gestionnaires de Réseaux de Distribution

Version 1 applicable à compter du 10 janvier 2012

**CONDITIONS GENERALES
CONTRAT D'ACCES AU RESEAU PUBLIC DE TRANSPORT**

POUR LES

« GESTIONNAIRES DE RESEAUX DE DISTRIBUTION »

Version du 24 novembre 2011

SOMMAIRE

1	PREAMBULE	5
2	PERIMETRE CONTRACTUEL.....	5
3	OBJET.....	6
4	COMPTAGE	7
4.1	ENGAGEMENTS DES PARTIES RELATIFS AUX INSTALLATIONS DE COMPTAGE.....	7
4.1.1	Description d'une Installation de Comptage.....	7
4.1.2	Fourniture et pose des composants des Installations de Comptage appartenant au GRD ...	8
4.1.3	Fourniture et pose des Dispositifs de Comptage.....	8
4.1.4	Etalonnage, programmation, relève et contrôle des Installations de Comptage	9
4.1.5	Vérification contradictoire des Installations de Comptage à la demande d'une Partie	9
4.1.6	Maintenance et renouvellement des Installations de Comptage	9
4.1.7	Accès aux Installations de Comptage.....	10
4.2	MODALITES DE CORRECTIONS DES DONNEES DE COMPTAGE.....	10
4.2.1	Puissance et Energie Actives.....	10
4.2.2	Energie Réactive.....	11
4.3	MODALITES D'OBTENTION ET DE TRAITEMENT DES DONNEES DE COMPTAGE.....	11
4.3.1	Obtention des Données de Comptage.....	11
4.3.2	Règles d'arrondi.....	11
4.3.3	Traitement des Données de Comptage en cas d'indisponibilité d'une Installation de Comptage.....	12
4.3.4	Régularisation des Données de Comptage.....	12
4.4	PRESTATIONS RELATIVES A L'ACCES AUX DONNEES DE COMPTAGE.....	12
4.4.1	Mise à disposition des Données de Comptage	13
4.4.2	Accès direct aux Données de Comptage.....	13
5	PUISSANCE SOUSCRITE	15
5.1	FIXATION DE LA PUISSANCE SOUSCRITE.....	15
5.1.1	Cas général.....	15
5.1.2	Regroupement de Points de Connexion.....	16
5.1.3	Fixation de la Puissance Souscrite pour les Alimentations de Secours	17
5.2	MODIFICATION DE LA PUISSANCE SOUSCRITE AU COURS D'UNE PERIODE DE SOUSCRIPTION..	17
5.2.1	Réduction de la Puissance Souscrite.....	17
5.2.2	Augmentation de la Puissance Souscrite.....	18
5.2.3	Règles d'attribution d'une augmentation de Puissance Souscrite	19
5.2.4	Modalités de modification de la Puissance Souscrite	19
5.3	DEPASSEMENTS DE LA PUISSANCE SOUSCRITE.....	19
6	MAINTENANCE, RENOUVELLEMENT, DEVELOPPEMENT ET REPARATION DES OUVRAGES	21
6.1	INTERRUPTION LIEE A UNE INTERVENTION URGENTE	21
6.2	INTERRUPTIONS PROGRAMMEES	21
6.2.1	Programmation des interventions avec le GRD.....	21
6.2.2	Modes opératoires particuliers à la demande du GRD.....	22
6.2.3	Maintien de l'alimentation des utilisateurs.....	22
6.2.4	Impossibilité de réaliser les travaux programmés du fait du GRD.....	23
6.2.5	Non-respect de l'engagement de RTE	23
7	QUALITE DE L'ELECTRICITE	24
7.1	POINT AUQUEL SONT PRIS LES ENGAGEMENTS DE RTE	24

7.2	ENGAGEMENTS DE RTE EN MATIERE DE CONTINUITE DE L'ELECTRICITE	24
7.2.1	Définition.....	24
7.2.2	Principes.....	24
7.2.3	Détermination des engagements.....	26
7.2.4	Modulation des engagements de RTE	27
7.2.5	Limites des engagements de RTE	27
7.2.6	Durée des engagements.....	27
7.2.7	Révision des engagements en cas de modification durable des conditions d'alimentation du GRD du fait du GRD	28
7.3	ENGAGEMENTS DE RTE EN MATIERE DE QUALITE DE L'ONDE DE TENSION.....	28
7.3.1	Tension d'Alimentation Déclarée.....	28
7.3.2	Engagements sur les variations de l'amplitude de tension	28
7.3.3	Engagements sur les fluctuations rapides de tension	29
7.3.4	Engagements sur les déséquilibres de la tension	29
7.3.5	Engagements sur les variations de fréquence	29
7.4	CARACTERISTIQUES INDICATIVES EN MATIERE DE QUALITE DE L'ONDE DE TENSION	30
7.4.1	Harmoniques	30
7.4.2	Surtensions impulsionnelles	30
7.5	SUIVI DES ENGAGEMENTS EN MATIERE DE QUALITE DE L'ELECTRICITE	30
7.6	OBLIGATION DE PRUDENCE DU GRD	31
7.7	ENGAGEMENTS DU GRD EN MATIERE DE LIMITATION DES PERTURBATIONS PROVENANT DE SON RESEAU	31
7.7.1	Principes.....	31
7.7.2	Fluctuations rapides de la tension.....	31
7.7.3	Déséquilibres de la tension	32
7.7.4	Harmoniques	33
8	SURETE DE FONCTIONNEMENT DU SYSTEME ELECTRIQUE.....	34
9	RESPONSABILITE.....	35
9.1	RESPONSABILITE DE RTE A L'EGARD DU GRD.....	35
9.1.1	Dommages causés aux consommateurs finals raccordés sur le RPD	35
9.1.2	Dommages causés au GRD	38
9.1.3	Producteurs raccordés sur le RPD.....	38
9.2	RESPONSABILITE DU GRD A L'EGARD DE RTE.....	39
9.3	DISPOSITION PARTICULIERE EN CAS DE COUPURE D'UNE DUREE SUPERIEURE A 6 HEURES	39
9.3.1	Abattement forfaitaire au PdC ou PdR.....	39
9.3.2	Prise en charge des abattements consentis aux consommateurs finals suite à une défaillance du RPT	39
9.4	RETOUR D'EXPERIENCE	40
9.5	MODALITES DE TRAITEMENT DES SINISTRES.....	40
9.5.1	Dommages causés aux consommateurs finals.....	40
9.5.2	Dommages causés à l'autre Partie.....	41
9.6	ASSURANCES	41
9.7	EVENEMENT RELEVANT D'UN CAS DE FORCE MAJEURE	41
10	TARIF D'UTILISATION DU RPT.....	43
10.1	CONTEXTE ET CHAMP D'APPLICATION	43
10.2	PRINCIPES D'APPLICATION DU TURPE	43
10.2.1	Généralités	43
10.2.2	Composante annuelle des Dépassements ponctuels programmés.....	43
10.2.3	Composante annuelle de l'Energie Réactive.....	44
10.2.4	Secours mutuel entre GRD	45

10.2.5	<i>Ecrêtement des dépassements de Puissance Souscrite du fait de RTE.....</i>	46
10.2.6	<i>Alimentation de Secours HTA d'un client raccordé au RPT exploitée par le GRD.....</i>	48
10.2.7	<i>Composante des dépassements en cas de période de froid très rigoureux.....</i>	49
11	CONDITIONS DE FACTURATION ET DE PAIEMENT	52
11.1	CONDITIONS GENERALES DE FACTURATION.....	52
11.2	MODALITES DE FACTURATION DE LA PART VARIABLE DE LA COMPOSANTE ANNUELLE DES SOUTIRAGES	52
11.3	MODALITES DE CONTESTATION DE LA FACTURE.....	53
11.4	CONDITIONS DE PAIEMENT	53
11.4.1	<i>Paiement par chèque ou par virement.....</i>	53
11.4.2	<i>Paiement par prélèvement automatique</i>	53
11.5	DEFAUT DE PAIEMENT ET PENALITES EN CAS DE NON-PAIEMENT	54
12	DISPOSITIONS GENERALES.....	55
12.1	ENTREE EN VIGUEUR DE NOUVELLES DISPOSITIONS LEGISLATIVES OU REGLEMENTAIRES	55
12.2	CONFIDENTIALITE	55
12.2.1	<i>Nature des informations confidentielles.....</i>	55
12.2.2	<i>Contenu de l'obligation de confidentialité</i>	55
12.2.3	<i>Durée de l'obligation de confidentialité.....</i>	56
12.3	NOTIFICATIONS.....	56
12.4	CONTESTATIONS.....	56
12.5	CESSION.....	57
12.6	RESILIATION ET SUSPENSION.....	57
12.7	DECONNEXION DU R.P.T.....	57
12.8	ENTREE EN VIGUEUR ET DUREE DU CONTRAT.....	57
12.9	DROIT APPLICABLE ET LANGUE DU CONTRAT.....	58
13	ANNEXE : DEFINITIONS	59

1 PREAMBULE

L'article 15 du Cahier des charges du RPT prévoit que le contrat mentionné à l'article 5 du décret n°2001-365 du 26 avril 2001 relatif aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution détermine les droits et obligations de RTE vis-à-vis du Gestionnaire de Réseau de Distribution concerné.

Ainsi, le présent Contrat constitue le contrat d'accès au Réseau Public de Transport d'électricité (RPT) des Gestionnaires de Réseau de Distribution.

En application de l'article 14 III du Cahier des charges du RPT, des Prestations Annexes peuvent, en outre, être souscrites par les Gestionnaires de Réseau de Distribution. Elles sont publiées dans le catalogue des Prestations Annexes disponible sur le site internet de RTE (www.rte-france.com).

RTE rappelle enfin l'existence de la Documentation Technique de Référence. Cette documentation expose les principes généraux de gestion et d'utilisation du Réseau Public de Transport d'électricité que RTE applique à l'ensemble des postes source. La Documentation Technique de Référence (DTR)¹ est également disponible sur le site internet de RTE.

2 PERIMETRE CONTRACTUEL

Le Contrat d'Accès au Réseau Public de Transport d'électricité (CART) pour le Gestionnaire de Réseau de Distribution raccordé à ce réseau comprend les pièces suivantes :

- les présentes Conditions Générales dont le GRD reconnaît avoir pleinement connaissance et dont il déclare accepter sans réserve toutes les dispositions ;
- les Conditions Particulières,;
- et leurs Annexes.

Les Conditions Particulières prévalent sur les Conditions Générales.

Ces pièces constituent l'intégralité et l'exclusivité de l'accord des Parties quant à leur objet.

Elles annulent et remplacent toutes lettres, propositions, offres et conventions antérieures portant sur le même objet.

¹ Une seule version de la DTR s'applique à l'ensemble des GRD. Le cas échéant, elle précise les exigences applicables aux installations existantes.

3 OBJET

Les présentes Conditions Générales définissent les modalités d'accès au Réseau Public de Transport (RPT) d'un Gestionnaire de Réseau de Distribution pour le soutirage et l'injection de l'énergie électrique.

Par ailleurs, elles déterminent, dans le cadre d'accords passés, le cas échéant, avec les gestionnaires des réseaux de distribution, les modalités de gestion des Alimentations de Secours relevant des Réseaux Publics de Distribution (RPD), lorsque le point de connexion d'un client dispose d'une Alimentation Principale raccordée au Réseau Public de Transport (RPT).

Les Conditions Générales et la trame-type des Conditions Particulières sont publiées sur le site internet de RTE (www.rte-france.com).

Les mots ou groupes de mots utilisés dans le présent contrat et dont la première lettre est en majuscule sont définis en Annexe 1.

4 COMPTAGE

RTE prend à l'égard des Gestionnaires de Réseau de Distribution raccordés au RPT des engagements relatifs au comptage.

Le GRD prend aussi des engagements détaillés ci-après en ce qui concerne les Installations de Comptage.

Le respect des engagements de chacune des Parties conditionne la fiabilité des Données de Comptage.

4.1 Engagements des Parties relatifs aux Installations de Comptage

Toute modification des Installations de Comptage donne lieu à une mise à jour de la convention de raccordement du poste, si elle existe, et des Conditions Particulières.

4.1.1 Description d'une Installation de Comptage

Une Installation de Comptage est un ensemble constitué :

- de transformateurs de mesure de tension et de courant,
- d'un Dispositif de Comptage,
- d'une alimentation électrique,
- d'une interface avec le réseau public téléphonique commuté,
- de câbles et dispositif de liaison entre ces composants.

Le Dispositif de Comptage est lui-même constitué :

- de Compteurs,
- d'un Bornier,
- d'une horloge synchronisée par trame radio ou émission GPS,
- de câbles et dispositif de liaison entre ces différents composants.

Ces composants sont installés dans une structure d'accueil.

En principe, les Installations de Comptage doivent se situer dans les locaux du GRD.

Les Installations de Comptage nécessaires pour mesurer les flux d'énergie échangés par le GRD en un Point de Connexion sont installées au plus près de ce Point de Connexion, conformément à l'article 4.8 de la Documentation Technique de Référence.

Le Point de Comptage est le point physique où sont placés les transformateurs de mesure de courant et de tension destinés au comptage des flux d'énergie.

Les composants des Installations de Comptage sont indiqués à l'article 4.1.2 ci-après.

Les Installations de Comptage dédiées au GRD permettant de facturer l'accès au RPT et de calculer les Injections et Soutirages du PdC sont décrites dans les Conditions Particulières.

4.1.2 Fourniture et pose des composants des Installations de Comptage appartenant au GRD

Les composants des Installations de Comptage appartenant au GRD sont les suivants :

- transformateurs de mesures de courant et de tension,
- alimentation électrique,
- interface avec le réseau public téléphonique commuté,
- câbles permettant le raccordement de ces composants au Dispositif de Comptage.

Les composants des Installations de Comptage appartenant au GRD sont fournis et posés par le GRD.

Les caractéristiques que doivent présenter ces composants sont précisées par RTE dans l'article 4.8 de la Documentation Technique de Référence².

Ils sont installés en un lieu approprié, dans les locaux du GRD, choisi d'un commun accord et dont les caractéristiques sont également indiquées dans l'article 4.8 de la Documentation Technique de Référence.

Les câbles entre les transformateurs de mesure et le Dispositif de Comptage constituent le circuit de mesure. Ils sont fournis et posés par le GRD dans le respect de la réglementation et des normes techniques en vigueur. Ils sont réservés à l'usage exclusif de RTE.

Le GRD tient à la disposition de RTE les certificats de vérification et/ou d'essais attestant de la conformité au plus tard au moment de la pose des composants des Installations de Comptages lui appartenant, dont les caractéristiques sont précisées dans l'article 4.8 de la Documentation Technique de Référence.

4.1.3 Fourniture et pose des Dispositifs de Comptage

Les Dispositifs de Comptage sont fournis et branchés par la Partie propriétaire :

- aux transformateurs de mesure de courant et de tension,
- à l'alimentation électrique,
- à l'interface avec le réseau public téléphonique commuté.

Ils sont installés en un lieu approprié choisi d'un commun accord, dont les caractéristiques sont précisées dans l'article 4.8 de la Documentation Technique de Référence.

Les composants du Dispositif de Comptage sont conformes aux prescriptions de l'article 4.8 de la Documentation Technique de Référence.

RTE tient à la disposition du GRD les certificats de vérification et/ou d'essais attestant de leur conformité à la réglementation et aux normes techniques visées dans l'article 4.8 de la Documentation Technique de Référence³.

² Une seule version de la DTR s'applique à l'ensemble des GRD. Le cas échéant, elle précise les exigences applicables aux installations existantes.

³ Idem.

4.1.4 Etalonnage, programmation, relève et contrôle des Installations de Comptage

RTE réalise l'étalonnage, la programmation des Installations de Comptage, ainsi que le contrôle de la conformité des Installations de Comptage aux prescriptions de l'article 4.8 de la Documentation Technique de Référence.

L'étalonnage, la programmation, le contrôle et la pose de scellés sont menés de manière contradictoire avec le GRD.

RTE assure la relève des Compteurs.

RTE effectue ces opérations selon des procédures qui sont tenues à la disposition du GRD.

Le GRD doit prendre les mesures de manière à ce qu'il ne soit pas porté atteinte au fonctionnement des Installations de Comptage, notamment par un tiers lorsque les Installations de Comptage sont situées dans les locaux du GRD.

4.1.5 Vérification contradictoire des Installations de Comptage à la demande d'une Partie

Tout composant des Installations de Comptage peut donner lieu à une vérification contradictoire de son bon fonctionnement à l'initiative du GRD ou de RTE.

Lorsque la vérification ne démontre pas de dysfonctionnement, la Partie ayant demandé la vérification prend à sa charge les frais de vérification.

Lorsque la vérification démontre un dysfonctionnement, la Partie propriétaire des composants défectueux les remet en état conformément à l'article 4.8 de la Documentation Technique de Référence. Cette remise en état intervient dans un délai de quinze Jours à compter de la date de la vérification contradictoire. Elle prend également à sa charge les frais de vérification.

RTE procède aux régularisations des Données de Comptage ainsi qu'aux rectifications de facturation.

4.1.6 Maintenance et renouvellement des Installations de Comptage

Chaque Partie propriétaire d'un composant d'une Installation de Comptage est responsable de sa maintenance et de son renouvellement.

En cas de dysfonctionnement d'un composant d'une Installation de Comptage, la Partie propriétaire doit intervenir au plus tard sous 3 Jours Ouvrés, à compter du constat du dysfonctionnement, pour y remédier. La Partie propriétaire Notifie à l'autre Partie la date et la nature de cette opération de maintenance. En cas d'impossibilité de respecter ce délai constaté par les Parties, celles-ci conviennent d'un nouveau délai.

Chaque Partie propriétaire peut remplacer les composants des Installations de Comptage lui appartenant par des équipements de nouvelle génération en cours d'exécution du Contrat dans le respect des exigences de l'article 4.8 de la Documentation Technique de Référence.

Dans ce cas, et plus généralement pour toute opération de renouvellement, la Partie propriétaire Notifie préalablement à l'autre Partie la date prévisionnelle de mise en service de ces nouveaux composants. Après cette information, les Parties se rapprochent pour programmer les travaux de mise en place de ces composants. Les Installations de Comptage existantes sont utilisées

jusqu'à la date effective de mise en service des nouvelles Installations telle que Notifiée par la Partie propriétaire.

En cas de renouvellement d'un compteur installé depuis moins de 10 ans, RTE s'engage à ce qu'il soit remplacé par un compteur disposant d'un système de communication identique. Au-delà de ce délai, RTE procède à toute modification du Dispositif de Comptage dûment justifiée, moyennant un délai de prévenance raisonnable et dans le respect des exigences de l'article 4.8 de la Documentation Technique de Référence.

4.1.7 Accès aux Installations de Comptage

RTE peut accéder à tout moment, sous réserve d'une information préalable, aux locaux dans lesquels sont installés les composants des Installations de Comptage. Le GRD doit prendre toutes les dispositions nécessaires pour que les personnes autorisées par RTE puissent, dans les 24 heures suivant sa demande, avoir accès aux locaux où sont situées les Installations de Comptage et disposer d'une autorisation de travail délivrée par le GRD pour intervenir dans ses locaux.

4.2 Modalités de corrections des Données de Comptage

Si les Installations de Comptage sont installées sur des circuits à une tension différente de la tension de raccordement et/ou éloignés du Point de Connexion, les données télé-relevées sont corrigées par application de coefficients correcteurs C_a (multiplicatif) pour l'Energie Active et $C_{réa}$ (additif) pour l'Energie Réactive, fixés dans les Conditions Particulières.

4.2.1 Puissance et Energie Actives

Dans les conditions normales (hors transformateurs spéciaux et marche à vide fréquente par exemple), les pertes de transformation dépendent de la puissance nominale P_i des transformateurs :

Puissance nominale P_i du transformateur	pertes de transformation
$P < 10$ MVA	+ 1 %
$10 \text{ MVA} \leq P < 25 \text{ MVA}$	+ 0,7 %
$25 \text{ MVA} \leq P < 50 \text{ MVA}$	+ 0,6 %
$P \geq 50 \text{ MVA}$	+ 0,5 %

Lorsque les coefficients de pertes, justifiés par un certificat du constructeur à fournir par le GRD sont disponibles, ceux-ci se substituent aux valeurs normatives ci-dessus et sont précisés dans les Conditions Particulières.

En cas de Point de Connexion à plusieurs transformateurs (n transformateurs) de puissance nominale P_i et de pertes de transformation t_i différentes, les pertes de transformation au Point de Connexion sont égales à :

$$\frac{\sum_{i=1}^n P_i \times t_i}{\sum_{i=1}^n P_i}$$

En cas de changement de transformateur par le GRD, celui-ci Notifie préalablement à RTE la nouvelle puissance nominale afin de tenir compte des nouvelles pertes de transformation.

Les pertes sur liaisons (lignes ou câbles) sont définies selon le niveau de tension considéré à savoir :

Niveau de tension	Pertes sur liaisons
HTA	+ 0,4 % par km
HTB1	+ 0,1 % par km
HTB2	+ 0,03 % par km
HTB3	+ 0,01 % par km

4.2.2 Energie Réactive

Dans les conditions normales, pour tenir compte des pertes de transformation, la tangente Phi est corrigée d'une constante additive $C_{réa}$ dépendant des tensions primaire et secondaire :

Type de transformation	$C_{réa}$
HTB2/HTB1	+ 0,05
HTB2/HTA et HTB1/HTA	+ 0,09

4.3 Modalités d'obtention et de traitement des Données de Comptage

4.3.1 Obtention des Données de Comptage

Les Données de Comptage sont obtenues à l'aide des Compteurs décrits dans les Conditions Particulières et, en priorité, à l'aide du Compteur de Référence, sinon des autres Compteurs disponibles.

Les Données de Comptage servent de référence pour la facturation de l'accès au réseau et pour le Décompte des Energies selon les Règles.

En cas de contestation, les Données de Comptage qui font foi sont celles mémorisées par les composants des Installations de Comptage si ces données existent.

4.3.2 Règles d'arrondi

Les Données de Comptages par pas de 10 minutes sont traitées en valeurs entières de kW et de kVar en ce qui concerne respectivement l'Energie Active et l'Energie Réactive.

Les valeurs calculées sont systématiquement arrondies au nombre de chiffres significatifs selon les règles suivantes :

- Une décimale non significative égale à 0-1-2-3 ou 4 n'incrémente pas la décimale significative ;
- Une décimale non significative égale à 5-6-7-8 ou 9 incrémente la décimale significative.

4.3.3 Traitement des Données de Comptage en cas d'indisponibilité d'une Installation de Comptage

Dans l'hypothèse où aucun des Compteurs visés à l'article 4.3.1 ci-dessus n'est disponible, il est fait application des règles suivantes :

- Pour les données d'Energie Active :
 - Pour les absences de données inférieures à une heure, les grandeurs manquantes sont remplacées par interpolation linéaire ;
 - Pour les absences de données égales ou supérieures à une heure, les grandeurs manquantes sont remplacées par des valeurs introduites manuellement par RTE à partir des données disponibles que RTE pourra fournir. RTE Notifie ces valeurs au GRD.

A défaut de données disponibles fournies par RTE, le GRD fournit dans la mesure du possible à RTE des données mesurées. Les grandeurs manquantes sont remplacées par des valeurs introduites manuellement par RTE à partir des données mesurées par le GRD. RTE Notifie ces valeurs au GRD. A défaut de données disponibles fournies par RTE, et si le GRD ne dispose pas de données mesurées, RTE procède à la recopie des valeurs d'une période similaire définie conjointement avec le GRD.

- pour les données d'Energie Réactive :
 - Les valeurs manquantes sont mises à zéro indépendamment de la durée de l'absence des données.

4.3.4 Régularisation des Données de Comptage

Pour toute régularisation des Données de Comptage, une régularisation de facturation est effectuée. Cette facture de régularisation, bien que portant sur une période antérieure, n'entraîne pas l'application de pénalités, ni d'intérêts sur la période considérée. En revanche, les pénalités de retard s'appliquent si cette facture de régularisation n'est pas réglée dans les conditions visées à l'article 11.5 ci-après. Les régularisations sont soumises à la prescription quinquennale de l'article 110-4 du Code du Commerce.

Cette régularisation est Notifiée au GRD par RTE. Sans opposition du GRD par voie de Notification dans un délai de 3 semaines, la régularisation des Données de Comptage est intégrée dans la facture suivante.

4.4 Prestations relatives à l'accès aux Données de Comptage

Les Données de Comptage appartiennent au GRD. Le GRD peut autoriser RTE à communiquer les Données de Comptage à un tiers qu'il désigne dans les Conditions Particulières.

Le GRD est seul responsable de l'utilisation que lui-même ou, le cas échéant, le tiers désigné par ses soins, fait de ces informations.

4.4.1 Mise à disposition des Données de Comptage

RTE met à la disposition du GRD, chaque semaine, les Données de Comptage Brutes et Validées par RTE. Le GRD peut toutefois opter, dans les Conditions Particulières, pour une mise à disposition mensuelle.

Cette mise à disposition se fait par messagerie sécurisée.

4.4.2 Accès direct aux Données de Comptage

Le GRD peut accéder à l'ensemble des données délivrées par les Installations de Comptage de son réseau suivant les modalités exposées à l'article 4.8 de la Documentation Technique de Référence⁴.

Deux possibilités d'accès direct aux Données de Comptage sont offertes au GRD :

- RTE met à la disposition exclusive du GRD, à sa demande, les énergies mesurées à partir d'un Bornier auquel il a accès. La mesure est délivrée par des impulsions dont le calibrage est effectué par RTE. La référence horaire utilisée par le comptage est sous forme de « top horaire ».

Le poids des impulsions est indiqué dans les Conditions Particulières.

- Le GRD peut télé-relever directement les données du Compteur de Référence.

Les modalités de télé-relevé par le GRD sont précisées dans les Conditions Particulières. Y figure en particulier la plage horaire de télé-relevé préférentielle. Néanmoins, le GRD peut télé-relever ponctuellement en dehors de cette plage horaire dans les conditions visées dans les Conditions Particulières.

Dans le cadre de ses missions, RTE peut être amené à modifier cette plage horaire préférentielle après concertation avec le GRD et sous réserve du respect d'un préavis de 3 Jours.

Le télé-relevé du Compteur de Référence est protégé par un mot de passe propre au GRD et configuré par RTE.

Si le GRD souhaite modifier son mot de passe ou toute information visée dans les Conditions Particulières, il en Notifie la demande à RTE.

Dans ce cas, RTE s'engage à reconfigurer les Compteurs et à Notifier au GRD le nouveau mot de passe, et/ou à actualiser les Conditions Particulières, dans un délai d'un mois à compter de la réception de la demande.

RTE ne pourra être tenu responsable si le GRD ne demande pas la modification du mot de passe notamment en cas de changement d'interlocuteur désigné par le GRD dans les Conditions Particulières.

⁴ Une seule version de la DTR s'applique à l'ensemble des GRD. Le cas échéant, elle précise les spécificités liées à l'ancienneté des installations.

Dans tous les cas, le GRD s'engage à ne pas modifier les paramètres et les Données de Comptage du Compteur de Référence.

5 PUISSANCE SOUSCRITE

La Puissance Souscrite (PS) est fixée par le GRD en fonction de ses besoins vis-à-vis du RPT.

La Puissance Souscrite est un élément déterminant de la facture annuelle d'accès au RPT du GRD comme indiqué au chapitre 10 des Conditions Générales.

5.1 **Fixation de la Puissance Souscrite**

A la demande du GRD, RTE peut, dans le cadre de ses missions, fournir des conseils sur le choix de la souscription de puissance, dans les conditions de responsabilité de droit commun.

5.1.1 **Cas général**

5.1.1.1 Notion de Point de Connexion

La puissance est souscrite par Point de Connexion. Elle est le cas échéant souscrite au Point de Comptage et ramenée au Point de Connexion par application d'un coefficient correcteur pour tenir compte de la différence de localisation entre le Point de Connexion et le Point de Comptage.

Si le GRD dispose, dans le même périmètre d'une concession de distribution ou sur le territoire de desserte d'une régie, de plusieurs Points de Connexion, tout ou partie de ces points sont confondus en un seul Point de Connexion si, en Régime Normal d'Exploitation, ils sont reliés par des ouvrages du GRD au même Domaine de Tension.

Si le GRD dispose, dans le même périmètre d'une concession de distribution ou sur le territoire de desserte d'une régie, de plusieurs Point de Connexion relevant du même Domaine de Tension, il peut opter pour une souscription au Point de Regroupement.

5.1.1.2 Modalités de souscription

Le GRD fixe dans les Conditions Particulières, pour une durée d'un an, appelée Période de Souscription, la Puissance Souscrite.

Au plus tard à la fin du premier mois suivant l'expiration de cette Période de Souscription, le GRD Notifie à RTE, une Puissance pour une nouvelle Période de Souscription d'un an. A défaut d'une telle Notification, la Puissance Souscrite est tacitement reconduite pour une nouvelle Période de Souscription.

Si la Puissance Souscrite Notifiée à RTE nécessite l'exécution de travaux sur le RPT, il est procédé comme suit :

- RTE Notifie et justifie au GRD que cette puissance ne peut être mise à disposition immédiatement ;
- le GRD souscrit une puissance dans la limite de la capacité des ouvrages existants ;
- RTE réalise les travaux nécessaires, dans les conditions exposées à l'article 5.2.3 ;
- après achèvement de ces travaux, le GRD peut augmenter sa Puissance Souscrite suivant les modalités de l'article 5.2.2.

Le GRD peut modifier la Puissance Souscrite en cours de Période de Souscription, dans les conditions exposées à l'article 5.2.

5.1.2 Regroupement de Points de Connexion

5.1.2.1 Modalités de regroupement

Le GRD peut opter, dans les Conditions Particulières, en faveur du regroupement tarifaire de plusieurs Points de Connexion, dans les conditions précisées à l'article 5.1.2.

Le GRD mentionne, dans les Conditions Particulières :

- Les Points de Connexion faisant l'objet du regroupement ;
- Le Point de Connexion où s'effectue le regroupement (dénommé "Point de Regroupement") ;
- La Puissance Souscrite au Point de Regroupement qui est déterminée par le GRD à partir de la courbe de consommation synchrone résultant de la superposition des courbes de consommation des différents Points de Connexion regroupés.

Le GRD peut également opter pour le regroupement en cours d'exécution du Contrat. A cet effet, il Notifie à RTE les informations énumérées ci-dessus. Il est établi un avenant au contrat afférent à chaque Point de Connexion faisant l'objet du regroupement. Le regroupement prend effet à la date indiquée par le GRD qui est forcément un 1er de mois et au plus tôt le premier Jour du mois suivant la Notification.

Au moment du regroupement, le GRD fixe librement la Puissance Souscrite au Point de Regroupement, pour une Période de Souscription, sous réserve de ne pas dépasser, par Point de Connexion, la capacité des ouvrages.

Par ailleurs, si cette puissance dépasse, au PdR, la capacité des ouvrages existants et nécessite l'exécution de travaux sur le RPT, il est procédé comme indiqué au 3ème alinéa de l'article 5.1.1.2.

5.1.2.2 Renouvellement ou fin du regroupement

A l'issue de chaque Période de Souscription, le GRD peut :

- Soit Notifier à RTE qu'il met fin au regroupement. Dans ce cas, il fixe une Puissance Souscrite pour chaque Point de Connexion pour 12 mois ;
- Soit Notifier à RTE la reconduction du regroupement. Dans ce cas, il précise dans sa Notification la Puissance Souscrite au titre d'une nouvelle Période de Souscription.

A défaut de Notification, le regroupement et la Puissance Souscrite correspondant à la Période de Souscription précédente sont tacitement reconduits pour une nouvelle Période de Souscription.

5.1.2.3 Conditions financières du regroupement

La tarification de l'accès au RPT s'applique au PdR.

En cas de regroupement, la facturation est établie sur la base du Point de Regroupement (PdR) et de la courbe synchrone résultant de la superposition par pas de 10 minutes de l'ensemble des flux d'Injection et de Soutirage au même Domaine de Tension des différents PdC regroupés, les flux d'Injection étant comptés positivement et les flux de Soutirage négativement.

Si, sur un pas de 10 minutes, le flux résultant est positif, il est fait application du tarif à l'Injection visé à l'article 10. S'il est négatif, il est fait application du tarif au Soutirage.

Le regroupement donne lieu au paiement d'une redevance de regroupement précisée à l'article 10 et dont le montant est fixé aux Conditions Particulières.

5.1.3 Fixation de la Puissance Souscrite pour les Alimentations de Secours

Pour les Alimentations de Secours relevant d'un Domaine de Tension inférieur à celui de l'Alimentation Principale, la Puissance Souscrite est inférieure ou égale à celle souscrite sur les Alimentations Principales.

Dans le cas où la Puissance Souscrite sur l'Alimentation de Secours-Substitution est non nulle, la valeur de la Puissance Garantie est précisée aux Conditions Particulières ainsi que les conditions techniques de mise à disposition d'éventuelles puissances supplémentaires.

5.2 Modification de la Puissance Souscrite au cours d'une Période de Souscription

5.2.1 Réduction de la Puissance Souscrite

Le GRD peut réduire sa Puissance Souscrite suivant les modalités fixées à l'article 5.2.4 sous réserve qu'il n'ait pas procédé à une augmentation de puissance au cours des 12 derniers mois.

A titre d'exception, le GRD peut réduire sa Puissance Souscrite après une augmentation de Puissance Souscrite intervenue moins de 12 mois auparavant en cas de mise en liquidation judiciaire entraînant la cessation totale d'activité d'un consommateur final important du GRD. Un consommateur final important est un consommateur final qui représente au moins 15 pourcent de l'énergie totale soutirée annuellement par le GRD.

Pour l'application de la présente clause, le GRD présente sur demande de RTE les documents comptables et/ou juridiques permettant de justifier :

- d'une part, la part du consommateur final dans le soutirage annuel du GRD ;
- d'autre part, la mise en liquidation judiciaire du consommateur final (Kbis, annonce légale, jugement de liquidation, etc.).

La réduction prend effet à la date indiquée par le GRD qui est forcément un 1er de mois et au plus tôt le premier Jour du mois de la Notification.

Elle doit être au moins égale à :

Min [200 kW ; max (20 kW ; 5% Puissance Souscrite avant la réduction)].

Toute réduction de la Puissance Souscrite ouvre une nouvelle Période de Souscription de 12 mois.

Le Prix Annuel d'accès au RPT visé à l'article 10 est modifié en fonction de la nouvelle puissance et à compter de sa date d'effet.

5.2.2 Augmentation de la Puissance Souscrite

5.2.2.1 Cas général

- Le GRD peut augmenter à tout moment sa Puissance Souscrite, suivant les modalités fixées à l'article 5.2.4 et dans la limite de la capacité des ouvrages du RPT.

L'augmentation doit être au moins égale à :

Min [200 kW ; max (20 kW ; 5% Puissance Souscrite avant augmentation)].

L'augmentation de Puissance Souscrite prend effet à la date Notifiée par le GRD qui est forcément un 1er de mois et au plus tôt le premier Jour du mois de la Notification par le GRD. La Période de Souscription court à compter de cette date.

En cas d'augmentation de la Puissance Souscrite nécessitant l'exécution de travaux sur le RPT, il est procédé comme indiqué à l'article 5.1.1.2.

- Toutefois, si dans les 12 mois précédant le premier Jour du mois de l'augmentation prévue, le GRD a procédé à une réduction de sa Puissance Souscrite, il est fait application des règles suivantes :

- Si la puissance résultant de l'augmentation est inférieure à la Puissance Souscrite en vigueur 12 mois auparavant :
 - Les réductions de Puissance Souscrite intervenues au cours des 12 mois précédents pour une valeur inférieure à la nouvelle Puissance Souscrite demandée sont annulées et ramenées au niveau de la nouvelle Puissance Souscrite demandée ;
 - les dépassements de Puissance Souscrite facturés au GRD précédemment restent acquis à RTE.
- Si la puissance résultant de l'augmentation est supérieure ou égale à la Puissance Souscrite en vigueur 12 mois auparavant :
 - Les réductions de Puissance Souscrite intervenues au cours des 12 mois précédents sont annulées et ramenées à son niveau de Puissance Souscrite préalable à la baisse ;
 - les dépassements de Puissance Souscrite facturés au GRD précédemment restent acquis à RTE.

Le Prix Annuel d'accès au RPT visé à l'article 10 est modifié en fonction de la nouvelle puissance.

5.2.2.2 Mise en service d'un nouveau Point de Connexion

Pendant une période d'observation de 6 mois à compter du premier Jour du mois de la mise en service d'un nouveau PdC, le GRD peut opter pour une valorisation mensuelle à la Puissance Atteinte au PdC ou PdR correspondant dont la valeur est déterminée, par défaut, par la moyenne des 3 puissances maximales atteintes sur 3 jours différents du mois. Le GRD peut

demander l'application d'une autre valeur comme Puissance Atteinte en appliquant les modalités de souscription précisées ci-dessus. Toutefois, la puissance retenue, dite "puissance atteinte", ne peut être inférieure à celle du mois précédent..

Pendant cette période d'observation, le GRD peut réduire la Puissance Souscrite des PdC ou PdR adjacents nonobstant la règle fixée par le premier alinéa de l'article 5.2.1, à condition d'avoir :

- Notifié préalablement à RTE la liste des PdC ou PdR adjacents concernés par le transfert de charge vers le nouveau PdC ou PdR ;
 - Obtenu l'accord écrit de RTE sur cette liste dans un délai d'un mois.
- La somme des réductions des Puissances Souscrites sur les PdC ou PdR adjacents ne peut être supérieure à la puissance atteinte du nouveau PdC ou PdR.

A l'issue de la période d'observation, le GRD fixe :

- La Puissance Souscrite au nouveau PdC ou PdR ;
- La Puissance Souscrite aux PdC ou PdR adjacents concernés par la reprise de charge, avec un délai supplémentaire d'un mois.

La somme des Puissances Souscrites aux PdC ou PdR précités doit être supérieure ou égale à la somme des souscriptions antérieures.

5.2.3 Règles d'attribution d'une augmentation de Puissance Souscrite

Si la nouvelle puissance est inférieure à la Puissance de Raccordement au Soutirage mentionnée dans les Conditions Particulières, la nouvelle puissance est attribuée. Si nécessaire, RTE procèdera à ses frais et dans les meilleurs délais aux renforcements du RPT pour mettre à disposition la puissance demandée.

Si la nouvelle puissance demandée est supérieure à la Puissance de Raccordement et si le réseau existant ne permet pas de mettre à disposition la puissance demandée du fait de l'existence de contraintes sur le RPT qui relie le Poste au poste de transformation vers la tension supérieure la plus proche, l'augmentation de puissance n'est attribuée qu'après réalisation des travaux de renforcement dont tout ou partie du coût sera facturé au demandeur, conformément aux dispositions financières applicables en matière de raccordement. L'accord préalable du GRD est consigné dans un avenant à la convention de raccordement.

5.2.4 Modalités de modification de la Puissance Souscrite

Pour modifier sa Puissance Souscrite, le GRD Notifie sa demande à RTE qui, dans le cadre des règles de modification de Puissance Souscrite expliquées ci-dessus, Notifie en retour sa réponse et la date d'effet dans un délai de 8 Jours à compter de la réception de la Notification du GRD.

La réception par le GRD de la Notification de RTE vaut avenant au Contrat.

5.3 Dépassements de la Puissance Souscrite

Le dépassement est la puissance appelée par le GRD en excédent de la Puissance Souscrite au cours d'un mois donné.

RTE n'est pas tenu de répondre favorablement aux appels de puissance qui dépasseraient la Puissance Souscrite, dès lors qu'ils seraient susceptibles d'engendrer des troubles dans l'exploitation des réseaux publics.

En cas de dépassements répétés entraînant de tels troubles, RTE peut prendre, après concertation avec le GRD et aux frais de ce dernier, toutes dispositions ayant pour effet d'empêcher le renouvellement des dépassements.

Les dépassements de Puissance Souscrite donnent lieu au paiement d'un prix visé à l'article 10.

6 MAINTENANCE, RENOUVELLEMENT, DEVELOPPEMENT ET REPARATION DES OUVRAGES

RTE peut interrompre le service d'accès au Réseau Public de Transport (RPT) pour permettre la maintenance, le renouvellement, le développement et la réparation des ouvrages du RPT en concertation avec le GRD.

Toutefois, RTE ne peut interrompre l'accès au RPT d'un GRD si, compte tenu des travaux envisagés, ce dernier ne peut, par des mesures d'exploitation transitoires, assurer l'alimentation de l'ensemble des utilisateurs raccordés au dit réseau.

6.1 Interruption liée à une intervention urgente

En cas d'incident nécessitant une intervention urgente sur un ouvrage alimentant le GRD, la mise hors service de l'ouvrage concerné intervient soit immédiatement, si la situation l'impose, soit dans un délai maximal fixé par RTE.

Si l'incident exige une intervention immédiate, RTE prend d'urgence les mesures nécessaires et prévient dans les meilleurs délais le GRD de l'intervention et de sa durée probable.

Si l'intervention peut être différée, RTE communique au GRD le délai maximal de mise hors service de l'ouvrage et la durée prévue de l'intervention. Après concertation sur les dates et heures susceptibles de causer la moindre gêne au GRD et permettant d'assurer une remise en état de l'ouvrage dans le délai imparti, RTE Notifie au GRD la date, l'heure et la durée fixées pour la mise hors service.

Au terme de cet incident, RTE communique au GRD les éléments ayant caractérisé l'urgence de l'intervention.

6.2 Interruptions programmées

6.2.1 Programmation des interventions avec le GRD

RTE consulte le GRD afin d'établir le programme annuel des opérations de maintenance, renouvellement, développement et réparation des ouvrages du RPT.

Dans le cadre de cette consultation, les Parties échangent leurs prévisions d'interventions à un horizon pluriannuel (de l'ordre de 3 ans).

RTE s'efforce de réduire au minimum les interventions entraînant une interruption du service et de les programmer, dans la mesure du possible, aux dates et heures susceptibles de causer le moins de gêne possible au GRD qui intègre les contraintes des utilisateurs raccordés sur son réseau.

Une fois l'étape de consultation préalable conduite, RTE Notifie au GRD le programme annuel récapitulant les dates et la nature de toutes les interventions programmées. Les modalités de mise en œuvre de ces interventions programmées sont définies par RTE et le GRD après une analyse partagée des contraintes respectives d'exploitation liées à l'intervention.

Toute modification du programme annuel par RTE donne lieu à une nouvelle consultation du GRD.

RTE confirme au GRD, par Notification, 15 jours au moins avant le début de l'intervention, les dates, heures et durée de chaque intervention programmée. Le GRD peut demander le report de l'intervention suivant les modalités définies ci-après. A défaut, l'intervention programmée est réputée acceptée.

Le GRD est tenu informé de tout dépassement de la durée programmée, celui-ci ouvrant droit à indemnisation dans les conditions exposées à l'article 6.2.5.

Si l'une des Parties demande le report d'une intervention programmée, il en informe l'autre Partie dans les meilleurs délais. Les Parties se rapprochent en vue de fixer une nouvelle date d'intervention située dans un délai qui ne peut excéder 6 mois à compter de la date initialement prévue.

Si la Notification de la demande de report est reçue moins de 8 Jours avant le début de l'intervention programmée, les frais induits par ce report sont facturés à la Partie demanderesse.

Après un premier report, l'intervention ne peut faire l'objet d'un nouveau report qu'avec l'accord préalable écrit de l'autre Partie.

6.2.2 Modes opératoires particuliers à la demande du GRD

Si les souhaits exprimés par le GRD entraînent un surcoût pour RTE, celui-ci est à la charge du GRD, sous réserve de la réalisation par RTE d'un devis dûment accepté par le GRD.

6.2.3 Maintien de l'alimentation des utilisateurs

Dans le cadre de travaux programmés, RTE ne peut interrompre l'accès au RPT d'un poste source si le GRD n'est pas en mesure, par des mesures d'exploitation transitoires ou par la mise en œuvre de moyens spéciaux, d'assurer l'alimentation de l'ensemble des utilisateurs.

6.2.3.1 Pour les consommateurs finals

Le coût éventuel des mesures d'exploitation transitoires ou de la mise en œuvre de moyens spéciaux (câbles secs, travaux sous tension, cellules mobiles, groupes électrogènes, intervention en dehors des jours et heures ouvrés, etc.) permettant d'alimenter les consommateurs finals du GRD pendant l'intervention de RTE est à la charge :

- du GRD lorsque l'intervention de RTE ne rend indisponible à un instant donné qu'une seule liaison alimentant le poste source ;
- de RTE lorsque son intervention rend indisponible simultanément plusieurs liaisons alimentant le poste source. Dans ce cas, le GRD pourra facturer la part justifiée de ce coût à RTE, à condition d'avoir pris soin de lui en indiquer le montant avant que les travaux ne soient commencés. L'accord de RTE fait l'objet d'une Notification.

Dans tous les cas, les dépassements de Puissance Souscrite induits sur les postes adjacents sont écrêtés en application de l'article 10.2.6.

6.2.3.2 Pour les producteurs raccordés sur le RPD

Le coût éventuel des mesures d'exploitation transitoires ou de la mise en œuvre de moyens spéciaux permettant l'évacuation de la production raccordée sur le RPD pendant l'intervention de RTE ou le coût des limitations totales ou partielles de la production raccordée sur le RPD est à la charge du GRD jusqu'à une durée totale des interventions de 20 jours sur 3 ans par point de surveillance technique défini dans les Conditions Particulières. Le décompte est réalisé par demi-journée et le début de la période est défini dans les Conditions Particulières.

En cas d'une durée dépassant la durée mentionnée ci-dessus, le GRD pourra facturer la part justifiée de ce coût à RTE, à condition d'avoir pris soin de lui en indiquer le montant avant que les travaux ne soient commencés. L'accord de RTE fait l'objet d'une Notification.

6.2.4 Impossibilité de réaliser les travaux programmés du fait du GRD

Si, du fait du GRD, RTE ne parvient pas à réaliser son programme de maintenance conformément à sa politique de maintenance, les coupures directement liées à la non-application de cette politique ne seront pas comptabilisées au titre des engagements décrits dans l'article 7.

Cette suspension de comptabilisation des coupures est dûment justifiée par RTE et transmise au GRD par courrier.

6.2.5 Non-respect de l'engagement de RTE

Sauf en cas d'évènement relevant d'un cas de force majeure défini à l'article 9.7 ou de faute du GRD, RTE est tenu de réparer l'ensemble des préjudices réels avérés causés au GRD dans les cas ci-après, lorsqu'il en est à l'origine :

- Non-exécution ou report par RTE d'une intervention programmée et confirmée, dès lors que cette non-exécution ou ce report a été Notifié au GRD moins de 8 Jours avant le début d'une intervention programmée ;
- Dépassement de la durée prévue de l'intervention programmée ;
- Faute ou négligence de RTE.

7 QUALITE DE L'ELECTRICITE

En application des dispositions du Cahier des Charges de concession du RPT, RTE prend à l'égard des GRD, au titre des consommateurs finals, des engagements relatifs à la qualité de l'électricité, c'est-à-dire la continuité de l'alimentation et la qualité de l'onde de tension.

7.1 *Point auquel sont pris les engagements de RTE*

Les engagements de RTE en matière de qualité de l'électricité sont pris au(x) Point(s) de Surveillance Technique, dénommé PST, dont l'emplacement est précisé dans le schéma d'alimentation reproduit dans les Conditions Particulières.

L'emplacement des éventuels appareils de mesure de la qualité est repéré sur ce schéma. Pour les Coupures, les engagements sont définis à partir des informations des PST, conformément au tableau de décompte des Coupures figurant aux Conditions Particulières.

La mesure des caractéristiques de la tension sert de référence contractuelle si l'appareil de mesure de la qualité est raccordé au même niveau de tension que le PST. Dans le cas où un appareil de mesure de la qualité est installé à un niveau de tension différent de celui du PST, seules les données concernant les Coupures et les Creux de Tension sont exploitables par RTE :

- Pour le suivi des Coupures, les coupures provenant des installations du GRD ne sont pas prises en compte.
- Pour le suivi des engagements éventuels en matière de Creux de Tension, tout Creux de Tension (mesuré par l'appareil ou présumé) supérieur au gabarit d'engagement doit faire l'objet d'une étude particulière par RTE et menée en concertation avec le GRD. Celle-ci a pour but de déterminer son origine (s'il provient du RPT ou non) et d'en déterminer le gabarit vu du PST.

7.2 *Engagements de RTE en matière de continuité de l'électricité*

7.2.1 Définition

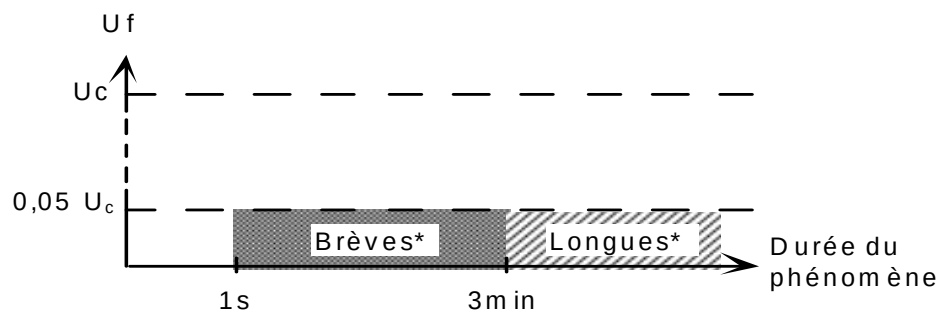
Il y a Coupure lorsque les valeurs efficaces des 3 tensions entre phases sont simultanément inférieures à 5% de la Tension d'Alimentation Déclarée U_C .

La mesure de la valeur efficace est effectuée indépendamment sur chacune des 3 tensions entre phases, conformément à la norme CEI 61000-4-30.

7.2.2 Principes

RTE s'engage sur les seules Coupures d'une durée supérieure ou égale à 1 seconde, parmi lesquelles on distingue :

- Les Coupures Brèves dont la durée est supérieure ou égale à 1 seconde et inférieure ou égale à 3 minutes ;
- Les Coupures Longues dont la durée est supérieure à 3 minutes.



* les trois tensions composées sont affectées

Les Coupures sont comptabilisées conformément au tableau de décompte des Coupures visé dans les Conditions Particulières, à partir des informations des Points de Surveillance Technique. Ces informations sont caractérisées à partir des mesures et enregistrements effectués par RTE sur le réseau alimentant le GRD.

RTE s'engage à ce que le nombre de Coupures ne dépasse pas un seuil d'engagement défini comme indiqué au paragraphe 7.2.3 ci-dessous. En cas de dépassement de ce seuil, les dommages donnent lieu à indemnisation comme indiqué à l'article 9. A contrario, tant que ce seuil n'est pas dépassé, les dommages n'ouvrent pas droit à indemnité.

Ne sont pas comptabilisées au titre du présent article les Coupures provenant :

- De manœuvres faites par le GRD ou exécutées par RTE à la demande du GRD ;
- D'un défaut dans les installations du GRD ;
- D'un retour au schéma normal d'exploitation après utilisation d'une Alimentation de Secours ;
- De manœuvres d'exploitation réalisées dans l'heure qui suit le début d'une Coupure Longue ;
- Des opérations de maintenance, renouvellement, développement et réparation des ouvrages du RPT ;
- De mises hors tension d'ouvrages résultant de dépassements de Puissance Souscrite excédant la capacité physique des ouvrages.
- De l'impossibilité pour RTE de réaliser son programme de maintenance du fait du GRD telle que précisée à l'article 6.2.4 ;
- D'un événement relevant d'un cas de force majeure tel que défini à l'article 9.7 ;
- D'une faute de RTE faisant l'objet d'une indemnisation conformément à l'article 6.2.5.

De même, les Coupures Brèves résultant du fonctionnement des protections et automatismes et précédant d'au plus 2 minutes une Coupure Longue ne sont pas comptabilisées.

Si, à la demande du GRD, RTE est amené à prendre un schéma d'alimentation différent du schéma habituel d'alimentation du GRD, la comptabilisation des Coupures sera effectuée en tenant compte des conséquences qu'aurait eu le même événement à l'origine de la Coupure avec le schéma d'alimentation habituel.

Un délestage sur le poste source ne donne pas lieu à comptabilisation d'une coupure. Toutefois, la coupure du consommateur final qui en résulte est prise en compte dans la règle d'imputation des indemnisations précisée dans le paragraphe 9.1.1.3.

7.2.3 Détermination des engagements

L'engagement de RTE en matière de continuité de l'électricité repose sur l'historique des Coupures Longues et Brèves des 4 dernières années civiles révolues, conformément au tableau de décompte figurant dans les Conditions Particulières.

On calcule, pour les Coupures Longues, une valeur E_{CL} , à partir de la moyenne arithmétique des données suivantes :

- Nombre le plus grand de Coupures Longues enregistrées en une année au cours des 4 dernières années ;
- Nombre de Coupures Longues enregistrées au cours de chacune des 2 dernières années ;

telle que :

$$E_{CL} = \frac{(MaxCL \text{ sur } 4 \text{ ans}) + (R\acute{e}alis\acute{e}CL \text{ ann\acute{e}e } n-1) + (R\acute{e}alis\acute{e}CL \text{ ann\acute{e}e } n-2)}{3}$$

En fonction de la valeur de E_{CL} , l'engagement de RTE pour les Coupures Longues est d\acute{e}duit comme indiqu\acute{e} dans le tableau ci-dessous :

	Engagement en Coupures Longues
$E_{CL} = 0$	1 Coupure Longue sur 3 ans
$E_{CL} = 0,33$	2 Coupures Longues sur 3 ans
$E_{CL} \geq 0,66$	1 Coupure Longue par an

Le m\^eme calcul est effectu\acute{e} pour les Coupures Br\`eves.

$$E_{CB} = \frac{(MaxCB \text{ sur } 4 \text{ ans}) + (R\acute{e}alis\acute{e}CB \text{ ann\acute{e}e } n-1) + (R\acute{e}alis\acute{e}CB \text{ ann\acute{e}e } n-2)}{3}$$

En fonction de la valeur de E_{CB} , l'engagement de RTE pour les Coupures Br\`eves est d\acute{e}duit comme indiqu\acute{e} dans le tableau ci-dessous :

	Engagement en Coupures Br\`eves
$E_{CB} = 0$	1 Coupure Br\`eve sur 3 ans
$E_{CB} = 0,33$	2 Coupures Br\`eves sur 3 ans
$E_{CB} = 0,66$	1 Coupure Br\`eve par an
$1 \leq E_{CB} \leq 1,66$	2 Coupures Br\`eves par an
$2 \leq E_{CB} \leq 2,66$	3 Coupures Br\`eves par an
$3 \leq E_{CB} \leq 3,66$	4 Coupures Br\`eves par an
$E_{CB} \geq 4$	5 Coupures Br\`eves par an

Les engagements qui en r\acute{e}sultent sont fix\acute{e}s dans les Conditions Particuli\`eres.

7.2.4 Modulation des engagements de RTE

En l'absence d'historique (notamment en cas de nouveau raccordement), l'engagement de RTE est basé sur les valeurs maximales mentionnées au paragraphe 7.2.3 ci-dessus (5 Coupures Brèves et 1 Coupure Longue par an).

Lorsque l'application de la règle de l'historique conduit au résultat de 1 Coupure Longue sur 3 ans et 1 Coupure Brève sur 3 ans, l'engagement de RTE est de 2 Coupures (longues et/ou brèves) sur 3 ans. Selon les événements, cela se traduit par :

- 1 Coupure Longue et 1 Coupure Brève sur 3 ans ;
- 2 Coupures Longues sur 3 ans ;
- ou 2 Coupures Brèves sur 3 ans.

7.2.5 Limites des engagements de RTE

Sauf exception mentionnée aux Conditions Particulières (ex. : Poste situé dans une agglomération de moins de 100 000 habitants mais alimentant une commune de plus de 100.000 habitants), les engagements de RTE ne peuvent être moins favorables au GRD que les seuils ci-dessous, suivant le lieu géographique où se situe le Poste concerné, sur la base des définitions et des données INSEE disponibles lors de l'établissement des engagements :

- Poste situé dans une agglomération de moins de 100 000 habitants :
 - 1 Coupure Longue par an ;
 - 5 Coupures Brèves par an ;
- Poste situé dans une agglomération de plus de 100 000 habitants, hors commune de plus de 100 000 habitants et banlieue parisienne :
 - 1 Coupure Longue par an ;
 - 2 Coupures Brèves par an.
- Poste situé dans une commune de plus de 100 000 habitants ou en banlieue parisienne :
 - 1 Coupure Longue par an ;
 - 1,5 Coupures Brèves par an (soit 3 Coupures Brèves sur 2 ans).

7.2.6 Durée des engagements

Les engagements en matière de continuité sont établis sur l'année civile (du 1^{er} janvier au 31 décembre) pour une durée de 3 ans.

A l'issue de cette période de 3 ans, RTE Notifie au GRD les nouveaux seuils d'engagement résultant de l'application des dispositions visées au 7.2.3 précité.

Les seuils actualisés ne peuvent être fixés à une valeur supérieure à celle des seuils précédents, sous réserve des dispositions du paragraphe 7.2.7 ci-dessous.

S'il est mis fin au Contrat et qu'un nouveau Contrat est conclu avant le terme de cette période de 3 ans, cette même période se poursuit jusqu'à son terme dans le nouveau Contrat conclu avec le GRD.

7.2.7 Révision des engagements en cas de modification durable des conditions d'alimentation du GRD du fait du GRD

Lorsque les conditions d'alimentation du GRD doivent être durablement modifiées du fait du GRD (par exemple en cas de débouclage du réseau nécessaire suite à une augmentation de la Puissance Souscrite au delà de la Puissance de Raccordement ou suite à une contrainte matérielle sur les installations du GRD), les seuils peuvent être révisés pour être fixés à une valeur supérieure à celle des seuils en vigueur précédemment. RTE apportera au GRD les éléments justifiant la révision des seuils.

En pareil cas, la révision intervient sans attendre l'échéance de la période de 3 ans, après Notification par RTE des raisons et des termes de cette révision.

7.3 Engagements de RTE en matière de qualité de l'onde de tension

Les aléas liés à la production et au transport d'électricité ou à des causes extérieures (notamment climatiques) conduisent à définir des niveaux acceptables de perturbation qui permettent à la plupart des équipements raccordés au RPT de fonctionner dans de bonnes conditions. Ces niveaux acceptables de perturbation sont fixés au présent article en fonction du Domaine de tension auquel sont raccordées les installations du GRD.

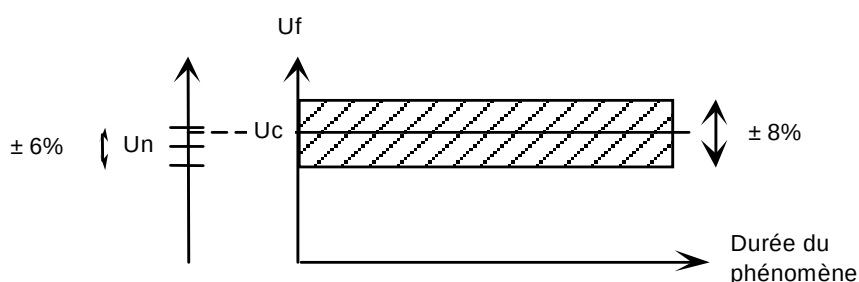
Les paramètres définis dans le présent article sont explicités dans le chapitre 3.2 de la Documentation Technique de Référence de RTE.

7.3.1 Tension d'Alimentation Déclarée

La Tension d'Alimentation Déclarée (U_c) est précisée dans les Conditions Particulières.

7.3.2 Engagements sur les variations de l'amplitude de tension

En HTA2 et HTB1, la Tension d'Alimentation Déclarée (U_c) est située dans une plage de $\pm 6\%$ autour de la Tension Nominale (U_n). L'amplitude de la Tension de Fourniture (U_f) peut varier de $\pm 8\%$ autour de la Tension d'Alimentation Déclarée.



Pour le 150 kV, la Tension d'Alimentation Déclarée (U_c) est située dans une plage de $\pm 7\%$ autour de la Tension Nominale (U_n). L'amplitude de la Tension de Fourniture (U_f) peut varier de $\pm 10\%$ autour de la Tension d'Alimentation Déclarée, sans toutefois dépasser 170 kV (tension maximale liée au dimensionnement des matériels).

Pour le 225 kV, la Tension d'Alimentation Déclarée (U_c) est fixée dans les Conditions Particulières entre 200 et 245 kV. L'amplitude de la Tension de Fourniture (U_f) peut varier entre 200 et 245 kV.

Pour le 400 kV, la Tension d'Alimentation Déclarée (U_c) est fixée dans les Conditions Particulières entre 380 et 420 kV. L'amplitude de la Tension de Fourniture (U_f) peut varier entre 380 et 420 kV.

La valeur efficace de la tension est mesurée conformément à la norme CEI 61000-4-30 avec un intervalle de temps de mesure de 10 minutes.

Des Régimes Exceptionnels d'Exploitation d'une durée limitée peuvent se produire dans des situations particulières. Des plages de tension pouvant alors être rencontrées au-delà des plages du régime normal, ainsi que leur durée et probabilité d'occurrence, sont prévues par les textes réglementaires et précisées dans le chapitre 3.1 de la Documentation Technique de Référence.

7.3.3 Engagements sur les fluctuations rapides de tension

Le niveau de sévérité de longue durée du flicker (ou Probability long term dit « Plt ») doit rester dans la plage 0 à 1.

Le niveau de sévérité de longue durée du flicker est mesuré conformément à la norme CEI 61000-4-30 avec un intervalle de temps de mesure de 2 heures.

7.3.4 Engagements sur les déséquilibres de la tension

Le taux de déséquilibre moyen de tension doit rester dans la plage 0 à 2 %.

Le taux de déséquilibre est mesuré conformément à la norme CEI 61000-4-30 avec un intervalle de temps de mesure de 10 minutes.

7.3.5 Engagements sur les variations de fréquence

En fonctionnement interconnecté par liaisons synchrones, la valeur de la fréquence doit rester dans la plage : 50 Hz $\pm$ 1%.

En cas de fonctionnement isolé par rapport au réseau européen, la fréquence doit rester dans la plage : 50 Hz +4% / -6 %.

La valeur de la fréquence est mesurée conformément à la norme CEI 61000-4-30 avec un intervalle de temps de mesure de 10 secondes.

Des Régimes Exceptionnels d'Exploitation d'une durée limitée peuvent se produire dans des situations particulières. Des plages de fréquence pouvant alors être rencontrées au-delà des plages du régime normal, ainsi que leur durée et probabilité d'occurrence, sont prévues par les textes réglementaires et précisées dans le chapitre 3.1 de la Documentation Technique de Référence.

7.4 Caractéristiques indicatives en matière de qualité de l'onde de tension

Pour les caractéristiques de la tension exposées ci-dessous, les niveaux de performance sont donnés à titre purement indicatif.

7.4.1 Harmoniques

Les taux de tensions harmoniques τ_h , exprimés en pourcentage de la Tension de Fourniture (U_i), ne devraient pas dépasser les seuils suivants, le taux global⁵ τ_g ne dépassant pas 6 %.

Harmoniques impairs				Harmoniques pairs	
non multiples de 3		multiples de 3			
Rang	Seuils	Rang	Seuils	Rang	Seuils
5 et 7	4 %	3	4 %	2	3 %
11 et 13	3 %	9	2 %	4	2 %
17 et 19	2 %	15 et 21	1 %	6 à 24	1 %
23 et 25	1,5 %				

La valeur efficace de chaque tension harmonique est mesurée conformément à la norme CEI 61000-4-30 avec un intervalle de temps de mesure de 10 minutes.

Dans le cas où ces seuils ne sont pas respectés, les Parties se rapprochent dans les meilleurs délais pour rechercher une solution adaptée.

7.4.2 Surtensions impulsionnelles

En plus des surtensions à 50 Hz, le RPT peut être le siège de surtensions impulsionnelles par rapport à la terre, dues notamment à des coups de foudre. Des surtensions impulsionnelles dues à des manœuvres d'appareils peuvent également se produire sur le RPT ou sur les réseaux des GRD. Des valeurs de surtensions phase-terre jusqu'à 2 à 3 fois la Tension d'Alimentation Déclarée se rencontrent usuellement.

Compte tenu de la nature physique des phénomènes ci-dessus (dans la gamme de quelques kHz à quelques MHz), RTE n'est pas en mesure de garantir des niveaux qui ne seraient pas dépassés chez le GRD qui doit, en conséquence, prendre toutes mesures lui permettant de se protéger.

7.5 Suivi des engagements en matière de qualité de l'électricité

Chaque Coupure Longue ou Brève provenant du RPT fait l'objet d'une information au GRD dans les meilleurs délais, en principe :

- Pour les Coupures Longues, 1 Jour Ouvré après la Coupure ;
- Pour les Coupures Brèves, 3 Jours Ouvrés après la Coupure.

RTE fournit au GRD un bilan annuel de ses engagements en matière de qualité de l'électricité, sur la base de l'année civile écoulée.

⁵ Défini par : $\tau_g = \sqrt{\sum_{h=2}^{40} \tau_h^2}$

Ce bilan récapitule les perturbations subies en Coupures Longues et Coupures Brèves, ainsi que les éventuels problèmes rencontrés en matière de qualité de l'onde.

7.6 Obligation de prudence du GRD

Il appartient au GRD de prendre les mesures économiquement raisonnables et techniquement efficaces pour minimiser, dans la mesure du possible, les conséquences sur son réseau des aléas affectant le RPT.

7.7 Engagements du GRD en matière de limitation des perturbations provenant de son réseau

7.7.1 Principes

Le respect par RTE de ses engagements en matière de qualité de l'électricité suppose que les perturbations provenant du réseau du GRD soient maîtrisées par ce dernier.

Dans ce cadre, le GRD s'engage à :

- Equiper son poste source d'un système de protection qui élimine la plupart des défauts d'isolement au sein de son réseau susceptible de créer une surintensité ou une dégradation de la qualité de l'électricité sur le RPT ;
- Exploiter et entretenir son réseau conformément à ses politiques, afin de minimiser les risques de défaut sur son réseau ;
- Limiter les perturbations aux valeurs mentionnées aux articles 7.7.2 à 7.7.4 ci-dessous, dans les conditions suivantes :

La limitation des perturbations provenant du réseau du GRD se fait sur la base d'une puissance de court-circuit de référence minimale (200 MVA en HTA2, 400 MVA en HTB1, 1500 MVA en HTB2, 7000 MVA en HTB3). Toutes les valeurs limites données ci-après aux articles 7.7.2 et 7.7.3 supposent que RTE fournisse au moins cette puissance de référence. Si RTE venait à fournir une puissance de court-circuit inférieure, les perturbations de tension effectivement produites par le GRD ne pourraient pas dépasser les valeurs limites ci-après multipliées par le rapport entre la puissance de court-circuit de référence et la puissance de court-circuit effectivement fournie (ces dispositions ne concernent pas les harmoniques visées à l'article 7.7.4 pour lesquelles les limitations sont définies en courant).

Le GRD s'engage à s'équiper, par ses soins et à ses frais, des appareils nécessaires, et à remédier à toute défectuosité qui pourrait se manifester.

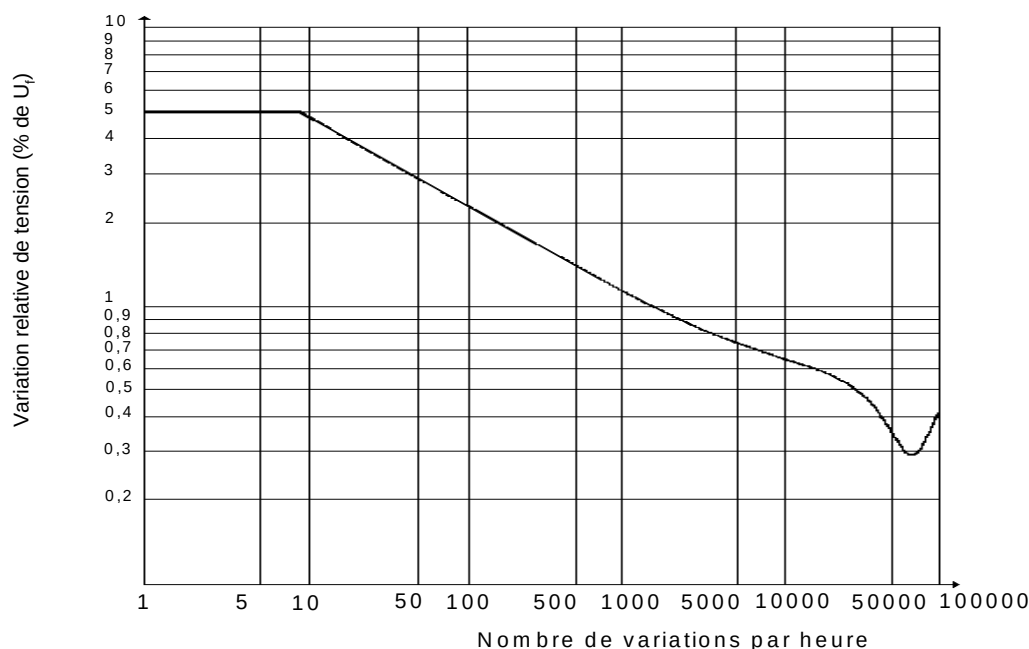
7.7.2 Fluctuations rapides de la tension

7.7.2.1 A-coups de tension

La fréquence et l'amplitude des à-coups de tension engendrés par l'installation du GRD au Point de Connexion doivent être inférieures ou égales aux valeurs délimitées par la courbe amplitude-fréquence de la publication 61000-2-2 de la CEI (cf. ci-après).

L'amplitude de tout à-coup créé au Point de Connexion ne doit pas excéder 5 % de la Tension de Fourniture U_f en HTA2, HTB1 et HTB2 et 3 % en HTB3.

L'amplitude de l'à-coup de tension est mesuré indépendamment sur chacune des 3 tensions entre phases, conformément à la méthode définie par la norme CEI 61000-4-30 pour les Creux de Tension (mesure de $U_{\text{eff}(1/2)}$).



7.7.2.2 Flicker (« papillotement »)

Le niveau de sévérité de courte durée du flicker (ou Probability short term dit « Pst ») engendré par les installations du GRD à elles seules au Point de Connexion doit rester dans la plage 0-1 en HTA2, HTB1 et HTB2, et dans la plage 0-0,6 en HTB3.

Le niveau de sévérité de courte durée du flicker est mesuré conformément à la norme CEI 61000-4-30 avec un intervalle de temps de mesure de 10 minutes.

7.7.3 Déséquilibres de la tension

Les installations du GRD doivent respecter, au Point de Connexion, au moins l'une des 2 contraintes suivantes :

- Sa charge perturbatrice est inférieure ou égale à 2 MVA en HTA2, 4 MVA en HTB1 et à 15 MVA en HTB2 ;
- Elle produit un taux de déséquilibre en tension inférieur ou égal à 1% en HTA2, HTB1 et HTB2, et 0,6 en HTB3.

A défaut et si la puissance de court-circuit mise à disposition du GRD par RTE est supérieure à la valeur de référence, le GRD est tenu de prendre, à la demande de RTE, toutes dispositions pour que ses installations ne provoquent pas un taux de déséquilibre supérieur à 1% en HTA2, HTB1 et HTB2, et 0,6 en HTB3.

Le taux de déséquilibre produit est mesuré conformément à la norme CEI 61000-4-30 avec un intervalle de temps de mesure de 10 minutes.

7.7.4 Harmoniques

Le GRD s'efforcera de limiter⁶ à la valeur indiquée dans la formule ci-dessous, chacun des courants harmoniques injectés sur le RPT.

$$I_{hn} = k_n \frac{S}{\sqrt{3} \times U_c}$$

où

- U_c est la valeur de la Tension nominale au Point de Connexion ;
- S est égale à la puissance apparente correspondant à la puissance maximale de soutirage ou d'injection, selon le contrat d'accès en vigueur, tant que S reste inférieure à 5 % de S_{cc} , sinon S est prise égale à 5% de S_{cc} (S_{cc} étant la valeur minimale de la puissance de court-circuit fournie par le RPT au Point de Connexion) ;
- k_n est un coefficient de limitation défini en fonction du rang n de l'harmonique

Le tableau ci-dessous donne la valeur de k_n en fonction du rang n de l'harmonique :

Rangs impairs	k_n (%)	Rangs pairs	k_n (%)
3	6,5	2	3
5 et 7	8	4	1,5
9	3	> 4	1
11 et 13	5		
> 13	3		
		Taux global	8

Ces valeurs sont multipliées par 0,6 pour les installations raccordées en HTB3.

La mesure est effectuée conformément à la norme CEI 61000-4-30 avec un intervalle de temps de mesure de 10 minutes.

⁶ Ces limites sont prescriptives si le raccordement du GRD est soumis aux dispositions de l'Arrêté du 6 Octobre 2006 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport de l'électricité d'un réseau public de distribution.

8 SURETE DE FONCTIONNEMENT DU SYSTEME ELECTRIQUE

RTE et le GRD actent de leur intérêt commun à maîtriser la sûreté de fonctionnement du système électrique, définie comme l'aptitude à :

- assurer le fonctionnement normal du système,
- limiter le nombre d'incidents et éviter les grands incidents,
- limiter les conséquences des grands incidents lorsqu'ils se produisent.

Dans cette optique et en situation exceptionnelle, les règles applicables en situation normale peuvent être, sans préavis, suspendues par RTE et/ou complétées par l'émission «d'ordres de sauvegarde».

Le GRD s'engage à exécuter ces ordres immédiatement dans la mesure où ils ne contreviennent pas aux obligations de sécurité vis-à-vis des personnes et des biens.

L'exécution des ordres de sauvegarde peut avoir pour conséquence de réduire momentanément la qualité de service des GRD, voire d'entraîner des interruptions d'alimentation. L'objectif visé par RTE, au travers des ordres de sauvegarde, est de limiter l'étendue, la durée, et les conséquences des incidents et de faire revenir le système électrique en situation de fonctionnement normal dans les meilleurs délais.

Lors de la phase de reconstitution du RPT suivant un grand incident, la vitesse de reprise de la consommation doit impérativement être maîtrisée par RTE, de façon à éviter la survenue d'un autre incident. Le GRD s'engage à ne pas procéder à des reprises de service sans y avoir été préalablement enjoint par RTE.

Les Parties se rapprocheront en vue de définir les modalités de mise en œuvre de ces dispositions.

9 RESPONSABILITE

Lorsqu'une Partie est reconnue responsable vis-à-vis de l'autre, elle est tenue de réparer les dommages directs, actuels et certains causés à l'autre Partie, à l'exclusion des dommages indirects résultant d'engagements particuliers pris par cette dernière à l'égard de tiers (clause pénale, pénalité forfaitaire, clause de "take or pay", etc.).

9.1 *Responsabilité de RTE à l'égard du GRD*

9.1.1 Dommages causés aux consommateurs finals raccordés sur le RPD

Toute indemnisation par RTE de consommateurs finals est traitée par l'intermédiaire du GRD.

RTE ne peut se voir imputer l'indemnisation d'un sinistre qu'à la condition qu'une indemnité ait été effectivement versée au consommateur final et dans la limite du montant de celle-ci (majorée des frais et honoraires versés).

9.1.1.1 Consommateurs finals bénéficiant d'engagements avec des seuils en matière de continuité

Sauf en cas d'évènement relevant d'un cas de force majeure défini à l'article 9.7 ou de faute ou négligence du GRD, RTE est tenu de prendre en charge les dommages causés au consommateur final dans les cas suivants :

- Selon les conditions prévues à l'article 9.1.1.3, en cas de dépassements des seuils en matière de continuité du consommateur final ;
- en cas de non-respect des engagements en matière de qualité de l'onde précisés dans le chapitre 7 ;
- en cas de faute ou de négligence de RTE.

RTE n'est pas responsable des dommages causés aux consommateurs finals du fait des Coupures résultant des opérations de maintenance, renouvellement, développement et réparation des ouvrages visées à l'article 6, sauf en cas d'application de l'article 6.2.5..

9.1.1.2 Consommateurs finals ne bénéficiant pas d'engagements avec des seuils en matière de continuité

Le régime de responsabilité applicable à RTE est celui prévu pour le GRD au titre des contrats passés avec les consommateurs finals. L'assiette des préjudices est constituée des indemnisations versées par le GRD à ses consommateurs finals (majorées des frais et honoraires des intervenants externes : experts, avocats...).

Sauf en cas de faute du GRD et sauf en cas d'évènement relevant d'un cas de force majeure défini à l'article 9.7, RTE est tenu de prendre en charge les dommages causés au consommateur final présentant un lien de causalité direct et certain.

RTE n'est pas responsable des dommages causés aux consommateurs finals du fait des Coupures résultant des opérations de maintenance, renouvellement, développement et réparation des ouvrages visées à l'article 6, sauf en cas d'application de l'article 6.2.5.

9.1.1.3 Règle d'imputation de l'indemnisation due aux consommateurs finals bénéficiant d'engagements avec des seuils en matière de continuité

9.1.1.3.1 Principes généraux

Le GRD contractualise avec les consommateurs finals des engagements avec des seuils de Coupures, appelés par la suite « Seuils consommateurs finals ». Le préjudice subi par le consommateur final est indemnisable si ce seuil contractuel a été dépassé ou en cas de faute avérée d'un gestionnaire de réseau. Cet article précise comment est imputée la prise en charge de l'indemnisation, soit par RTE, soit par le GRD.

Le consommateur final, alimenté par le GRD, est rattaché à un poste source entre RTE et le GRD : il s'agit du poste source alimentant le réseau auquel est raccordé le consommateur final en schéma normal d'exploitation. Le seuil de Coupures pour le poste source concerné, contractualisé entre RTE et le GRD conformément à l'article 7.2, est appelé par la suite « Seuil RTE ».

Du fait de la différence du « Seuil consommateur final » et du « Seuil RTE » et des périodes d'engagements qui peuvent être décalées, une Coupure imputable à RTE avec dépassement du Seuil RTE ne se traduit pas nécessairement par une indemnisation du consommateur final (si le « Seuil consommateur final » n'est pas dépassé). Par contre, ce dépassement de « Seuil RTE » pourra amener ultérieurement le GRD à dépasser le « Seuil consommateur final ».

La règle d'imputation consiste à faire prendre en charge par RTE le dommage causé au consommateur final selon les modalités définies ci-après.

Ce dispositif suppose que le GRD comptabilise, pour chacun des consommateurs finals bénéficiant d'engagements avec des seuils en matière de continuité, les Coupures subies par ce dernier, ainsi que le gestionnaire de réseau à l'origine de chaque Coupure.

9.1.1.3.2 Formule d'imputation

La règle consiste, pour chaque Coupure et pour chaque consommateur final, à actualiser le «Compteur de dépassements RTE» : si ce nombre est positif strictement, l'indemnisation éventuelle est à la charge de RTE.

Le « Compteur de dépassements RTE » est égal au nombre de Coupures imputables à RTE, auquel est soustrait le seuil contractuel de Coupures au poste source concerné et le nombre de Coupures ayant déjà donné lieu à prise en charge de l'indemnisation par RTE, pour la période de l'engagement de RTE en cours.

Le « Compteur de dépassements RTE » est calculé ainsi :

$$\text{Dépass}_{\text{RTE}} = C_{\text{RTE}} - S_{\text{RTE}} - \text{Ind}_{\text{RTE}}$$

Prise en charge de l'indemnisation par RTE, si **Dépass_{RTE} > 0**

Avec :

C_{RTE} : Nombre de Coupures du consommateur final imputables à RTE (au titre de l'engagement en cours)

S_{RTE} : Seuil RTE (défini entre RTE et le GRD pour le poste source concerné).

Ind_{RTE} : Nombre de Coupures du consommateur final déjà indemnisées par RTE (au titre de l'engagement en cours)

N.B. :

- La Coupure du consommateur final imputable à RTE peut résulter soit d'une Coupure occasionnée par RTE sur le poste source alimentant le consommateur final, soit d'un délestage demandé par RTE sur le poste source alimentant le consommateur final.
- Ne sont pas comptabilisées dans le Nombre de Coupures du consommateur final, les Coupures résultant d'un événement relevant d'un cas de force majeure.
- Ne sont pas comptabilisées dans le Nombre de Coupures du consommateur final les Coupures résultant d'une faute avérée d'un gestionnaire de réseau et ayant fait l'objet d'une indemnisation. En effet, en cas de Coupure résultant d'une faute avérée d'un gestionnaire de réseau, ce dernier est tenu d'indemniser le consommateur final, y compris en cas de non-dépassement du Seuil consommateur final. En pareil cas, cette Coupure n'est pas comptabilisée dans la fiche de comptabilisation des Coupures. En l'absence d'indemnisation, la Coupure résultant de la faute ou de la négligence est comptabilisée dans la fiche.

9.1.1.3.3 Fiche de comptabilisation des Coupures

Lorsque le GRD demande à RTE le remboursement des indemnités versées à un consommateur final, il fournit la fiche suivante dûment complétée, ainsi que tous les éléments justificatifs demandés.

La fiche comprend les informations suivantes :

- Nom et coordonnées du consommateur final ;
- « Seuil consommateur final » et période d'engagement ;
- Engagement de RTE auquel est rattaché le consommateur final : poste source alimentant le réseau auquel est raccordé le consommateur final (en schéma normal d'exploitation), le cas échéant PST (dans le cas de plusieurs engagements pour le poste source), « Seuil RTE » fixé entre RTE et le GRD, période d'engagement ;
- Historique des Coupures subies par le consommateur final : date et heure, gestionnaire de réseau à l'origine de la Coupure (RTE ou le GRD) ;
- Décompte de l'engagement du consommateur final ;
- Valeur du Compteur de dépassements RTE ;
- La prise en charge de l'indemnisation par le GRD ou par RTE.

9.1.1.3.4 Modalités d'application

Il convient de préciser les règles suivantes relatives à la prise en compte des engagements de RTE :

1. Pour traiter le cas où les engagements de RTE et du GRD sont sur des périodes différentes (en particulier lorsque l'engagement vis-à-vis du consommateur final n'est pas calé sur l'année calendaire), on adopte la règle suivante : l'engagement de RTE à considérer est

celui qui était en cours le premier Jour de la période d'engagement à l'égard du consommateur final.

2. L'engagement RTE à considérer est celui rattaché au poste source (et au PST dans le cas d'engagement multiple pour un même poste source) alimentant le réseau auquel est raccordé le consommateur final, en schéma normal d'exploitation. Dans le cas de manœuvres d'exploitation sur le réseau qui entraînent le rattachement du consommateur final vers un autre poste source (ou vers un autre PST), l'engagement de RTE à prendre en compte pour l'indemnisation est défini et indiqué à RTE par le GRD, selon les règles suivantes :
 - Au moins une Coupure d'origine RTE et rattachée à l'engagement de RTE (et à la période considérée) doit avoir entraîné une Coupure du consommateur final ;
 - Un même consommateur final ne peut être indemnisé au titre de la même année civile que pour des dépassements d'un seul engagement de RTE.
3. RTE n'indemnise en principe que les Coupures Brèves au titre de son engagement en Coupures Brèves. En revanche, une Coupure Brève subie par le consommateur final peut être indemnisée par RTE au titre de son engagement en Coupures Longues.

Lorsque le consommateur final bénéficie d'un engagement en Coupures Brèves ou Longues (CBL), tandis que RTE a des engagements dissociés en Coupures Longues et en Coupures Brèves, la fiche de comptabilisation des Coupures est unique pour les deux engagements de RTE et comporte les valeurs des Compteurs de dépassements RTE relatifs à chaque engagement.

9.1.2 Dommages causés au GRD

1. Sauf si le GRD apporte la preuve d'une faute ou d'une négligence de RTE, celui-ci n'est pas responsable des dommages subis par le GRD du fait des Coupures ou des défauts dans la qualité de l'onde de tension résultant :
 - des opérations de développement, d'exploitation et d'entretien visées à l'article 6 ;
 - des aléas liés au Régime Normal d'Exploitation en cas de non-dépassement des seuils d'engagement visés à l'article 7.
2. En cas de dépassement des seuils d'engagement en Régime Normal d'Exploitation, RTE est responsable de plein droit des dommages d'exploitation causés au GRD, dommages présentant un lien de causalité direct et certain, énumérés ci-après :
 - Surcoût de main d'œuvre correspondante du personnel d'exploitation du GRD ;
 - Mise en œuvre de moyens exceptionnels de dépannage (exemple : groupes électrogènes) ;
 - Tout autre surcoût dûment justifié.

9.1.3 Producteurs raccordés sur le RPD

RTE ne prend pas en charge les indemnisations des producteurs raccordés sur le RPD et versées par le GRD, sauf en cas de négligence ou de faute de sa part.

9.2 Responsabilité du GRD à l'égard de RTE

Lorsque le GRD a pris toutes mesures visant à limiter à un niveau raisonnable les perturbations provenant de ses propres installations, qu'il a remédié à toute défectuosité qui a pu se manifester et dans la mesure où il a tenu informé RTE de toute modification apportée à ses PdC, il ne peut être tenu responsable des conséquences d'incidents que les mesures prises avaient pour but de prévenir.

9.3 Disposition particulière en cas de Coupure d'une durée supérieure à 6 heures

En application de l'article 6-1 du décret n°2001-365 du 26 avril 2001 relatif aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, RTE est tenu de consentir un abattement de la part fixe du Prix Annuel en cas de Coupure d'une durée supérieure à 6 heures imputable à une défaillance du RPT.

Le GRD indique dans les Conditions Particulières si il opte pour l'une ou l'autre des modalités suivantes.

9.3.1 Abattement forfaitaire au PdC ou PdR

L'abattement s'établit à 2% du montant annuel mentionné à l'alinéa précédent par période de 6 heures de Coupure. Ainsi, l'abattement s'établira à 2 % de la part fixe du Prix Annuel d'accès au RPT pour une Coupure d'au moins 6 heures et de strictement moins de 12 heures, à 4 % pour une Coupure d'au moins 12 heures et de strictement moins de 18 heures et ainsi de suite par période entière de 6 heures.

Si, en cas de coupure de plus de 6 heures de l'Alimentation Principale, l'alimentation du PdC ou PdR est assurée par une autre alimentation (Alimentation Complémentaire ou Alimentation de Secours), il est fait application des modalités ci-après :

- Cette autre alimentation relève du même Domaine de Tension que l'Alimentation Principale :
 - o Soit cette autre alimentation permet l'alimentation totale du PdC ou PdR : l'abattement de 2 % n'est pas dû ;
 - o Soit cette autre alimentation ne permet d'alimenter que partiellement le PdC ou PdR : l'abattement de 2 % est dû ;
- Cette autre alimentation relève d'un Domaine de Tension différent de l'Alimentation Principale : l'abattement de 2 % est dû.

La somme des abattements consentis au GRD par PdC ou PdR au cours d'une année civile, ne peut être supérieure au montant annuel de la part fixe. L'abattement pour un PdR est calculé selon un prorata des puissances des PdC constituant le PdR.

9.3.2 Prise en charge des abattements consentis aux consommateurs finals suite à une défaillance du RPT

En application de l'article 6-1 du décret n°2001-365 du 26 avril 2001 relatif aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, l'abattement consenti par RTE est égal au montant des abattements consentis par le GRD aux consommateurs finals pour la durée de coupure du Poste alimentant ces consommateurs finals.

Le GRD Notifie à RTE un justificatif des abattements qu'il a consentis aux consommateurs finals.

9.4 Retour d'Expérience

RTE et le GRD organiseront régulièrement des retours d'expérience communs, le premier intervenant après une année d'exécution du Contrat, sur le dispositif de responsabilité relatif aux engagements en matière de continuité et qualité, en vue de proposer d'éventuelles modifications notamment s'il s'avérait que la mise en œuvre de ce dispositif entraînait une charge inéquitable pour l'une des Parties.

9.5 Modalités de traitement des sinistres

D'une façon générale, les Parties s'engagent à collaborer étroitement et à se transmettre tous éléments utiles pour permettre le règlement des réclamations.

9.5.1 Dommages causés aux consommateurs finals

9.5.1.1 Déclaration d'incident :

Le GRD Notifie à RTE une déclaration d'incident comprenant un rapport factuel (PdC concerné, type de perturbation, heures de début et de rétablissement, conséquences sur les consommateurs finals, etc.) et la copie des réclamations de ses consommateurs finals.

En réponse à la déclaration d'incident, RTE Notifie au GRD, dans un délai de 15 Jours, sa position par rapport à l'incident et les suites qu'il entend donner au dossier, selon qu'il s'agit d'un aléa sur le RPT en Régime Normal d'Exploitation, d'une faute exclusive de sa part, d'une faute partagée avec le GRD ou d'un événement relevant d'un cas de force majeure.

9.5.1.2 Dispositions générales de traitement des réclamations des consommateurs finals :

Le GRD instruit les réclamations des consommateurs finals. Il associe RTE et son assureur à toutes les réunions d'expertise et leur transmet copie de tous les échanges avec les consommateurs finals.

Après accord de RTE sur sa responsabilité (et, en cas de faute partagée, sur les parts de responsabilité respectives de RTE et du GRD) et sur l'indemnisation des consommateurs finals (montant de l'indemnité, prise en compte d'une éventuelle faute du consommateur final), le GRD ou son assureur indemnise les consommateurs finals et adresse une facture à RTE ainsi qu'une quittance subrogative.

9.5.1.3 Dispositions particulières concernant les consommateurs finals pour lesquels le GRD s'est engagé sur des seuils :

Si, en application de la règle d'imputabilité exposée à l'article 9.1:

1. Le sinistre doit être imputé à RTE :

- La déclaration d'incident adressée par le GRD est complétée d'une part, par la copie des conditions particulières signées par les consommateurs finals comprenant les engagements relatifs à la continuité et à la qualité et, d'autre part, par la copie de la fiche de décompte prévue à l'article 9.1.1.3.3, certifiée sincère ;
- Dans sa réponse, RTE Notifie son accord ou son désaccord sur l'application de la règle d'imputabilité ;
- Le dossier est ensuite traité selon les dispositions générales ci-dessus.

2. Le sinistre doit être imputé au GRD :

- Le GRD traite les réclamations des consommateurs finals et, le cas échéant, les indemnise.
- RTE lui communique toutes informations utiles au règlement des sinistres.

9.5.2 Dommages causés à l'autre Partie

La Partie victime d'un dommage qu'elle impute à l'autre Partie, est tenue de le déclarer à cette dernière, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, dans un délai de 7 Jours suivant la réalisation du dommage.

S'il s'agit d'un dommage subi par le GRD, RTE Notifie à ce dernier, dès réception de la déclaration, la position de l'incident par rapport aux seuils d'engagements visés au chapitre 7.

La Partie victime du dommage doit ensuite Notifier à l'autre Partie, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, une demande de réparation par laquelle elle justifie, à l'aide de toutes pièces et documents nécessaires :

- De la réalité et de l'évaluation du dommage ;
- Du lien de causalité direct entre le fait de la Partie mise en cause et le dommage subi ;
- De la responsabilité de la Partie mise en cause, en application des règles exposées aux articles 9.1 et 9.2.

La Partie mise en cause ou son assureur répond à la demande de réparation, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, dans un délai de 30 Jours à compter de la réception de ladite demande de réparation.

9.6 Assurances

Les Parties souscrivent auprès de compagnies d'assurances notoirement solvables, pour toute la durée d'exécution du Contrat, une assurance responsabilité civile couvrant tous les dommages susceptibles de survenir à l'occasion de l'exécution du Contrat.

A la demande de l'une des Parties, l'autre Partie lui adresse, par tout moyen, l'attestation d'assurance correspondante qui doit mentionner notamment les garanties accordées.

9.7 Evènement relevant d'un cas de force majeure

Un évènement relevant d'un cas de force majeure désigne tout événement irrésistible, imprévisible et extérieur, rendant impossible l'exécution de tout ou partie des obligations contractuelles de l'une ou l'autre des Parties.

En outre, en application de l'article 19 du Cahier des Charges du RPT, les circonstances exceptionnelles suivantes sont assimilées par les Parties à des évènements relevant d'un cas de force majeure:

- Les destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats, atteintes délictuelles ;
- Les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des tiers, tels que les incendies, explosions, chutes d'avion ;

- Les catastrophes naturelles au sens de la loi n°82-600 du 13 juillet 1982 modifiée ;
- L'indisponibilité soudaine, fortuite et simultanée de plusieurs installations de production raccordées au Réseau Public de Transport, dès lors que la puissance indisponible est supérieure à ce que l'application des règles de sûreté mentionnées à l'article 28 du Cahier des Charges du RPT prévoit ;
- Les mises hors service d'ouvrages décidées par les pouvoirs publics pour des motifs de sécurité publique ou de police dès lors que cette décision ne résulte pas du comportement ou de l'inaction du concessionnaire ;
- Les phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle au regard de leur impact sur les réseaux.

Les Parties n'encourent aucune responsabilité et ne sont tenues d'aucune obligation de réparation des dommages subis par l'une ou l'autre du fait de l'inexécution ou de l'exécution défectueuse de tout ou partie de leurs obligations contractuelles, lorsque cette inexécution ou cette exécution défectueuse a pour cause la survenance d'un événement relevant d'un cas de force majeure ou assimilé, conformément à l'article 19 du Cahier des Charges précité.

La Partie qui désire invoquer un événement relevant d'un cas de force majeure ou assimilé, conformément à l'article 19 du Cahier des Charges précité informe l'autre Partie dans les meilleurs délais, en précisant la nature de l'événement relevant d'un cas de force majeure invoqué et sa durée probable.

Toute Partie qui invoque un événement relevant d'un cas de force majeure a l'obligation de mettre en œuvre tous les moyens dont elle dispose pour en limiter sa portée et sa durée.

Si un événement relevant d'un cas de force majeure a une durée supérieure à 3 mois, chacune des Parties peut résilier le Contrat, sans qu'il en résulte un quelconque droit à indemnité pour l'autre Partie, par l'envoi à l'autre Partie d'une lettre recommandée avec demande d'avis de réception. La résiliation prendra effet à l'expiration d'un délai de 10 Jours à compter de la date d'expédition de ladite lettre.

10 TARIF D'UTILISATION DU RPT

10.1 Contexte et champ d'application

Les éléments pris en compte pour l'application du tarif sont conformes au texte réglementaire fixant les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (TURPE).

Comme le précise l'article 4-II de la loi n° 2000-1 08 du 10 février 2008 modifiée, le TURPE est calculé de manière non discriminatoire afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par RTE, y compris les coûts résultant de l'exécution des missions et des contrats de service public.

10.2 Principes d'application du TURPE

10.2.1 Généralités

Pour chaque Point de Connexion ou Point de Regroupement, le prix à payer annuellement par le GRD pour l'accès au RPT résulte de la prise en compte des éléments suivants ::

- la (les) composante (s) annuelle (s) de gestion ;
- la (les) composante (s) annuelle (s) de comptage ;
- la composante annuelle des Injections ;
- la composante annuelle des Soutirages ;
- les composantes mensuelles des dépassements de Puissance Souscrite ;
- la composante annuelle des Alimentations Complémentaires et de Secours ;
- la composante de regroupement conventionnel des Points de Connexion ;
- la composante annuelle des dépassements ponctuels programmés ;
- la composante annuelle d'utilisation des ouvrages de transformation ;
- la compensation pour exploitation de liaisons à la même tension que le réseau public amont ;
- la composante annuelle de l'énergie réactive ;
- l'écrêtement grand froid.

Le prix de chaque composante est précisé dans le texte réglementaire fixant les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (TURPE) et calculé à partir des valeurs mentionnées dans les Conditions Particulières.

A cela s'ajoute le secours mutuel entre GRD qui n'est pas précisé dans le texte réglementaire fixant les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (TURPE).

10.2.2 Composante annuelle des Dépassements ponctuels programmés

Le GRD peut demander à RTE, par Notification effectuée au moyen du formulaire annexé aux Conditions Particulières, à bénéficier, entre le 1^{er} mai et le 31 octobre, de Dépassements Ponctuels Programmés pour répondre à des besoins ponctuels programmés d'augmentation de puissance. Il Notifie cette demande dans un délai compris entre 15 Jours et 60 Jours avant l'ouverture de la période durant laquelle il souhaite bénéficier de tels dépassements.

Il précise dans sa demande :

- Les références du PdC ou PdR concerné ;
- La période pendant laquelle il souhaite bénéficier de Dépassements Ponctuels Programmés (jour et heure du début et de la fin de la période) ;

- La puissance maximale demandée.

A l'expiration d'un délai de 10 Jours à compter de la réception de la demande, celle-ci est réputée acceptée par RTE, sauf si ce dernier a Notifié au GRD dans ce délai une décision motivée de refus fondée sur des contraintes de réseau.

Le bénéfice de Dépassements Ponctuels Programmés est accordé pour une durée maximale non fractionnable d'au plus 14 Jours par année calendaire.

Pendant la période considérée :

- La puissance demandée par le GRD au-delà de la Puissance Souscrite n'est mise à sa disposition que si les capacités d'accueil du RPT le permettent. Dans le cas contraire, aucune indemnité n'est due par RTE ;
- En-deçà de la puissance maximale accordée par RTE, les dépassements de Puissance Souscrite donnent lieu à une facturation qui se substitue à la facturation des dépassements de puissance souscrite. Au-delà de la puissance maximale accordée par RTE, les dépassements sont soumis au tarif de facturation des dépassements de puissance souscrite;
- L'énergie consommée est prise en compte dans le calcul de la part variable.

Lorsque cette demande du GRD est la conséquence d'une demande d'un utilisateur raccordé à son réseau (principe de transitivité), le GRD fournit la demande de puissance maximale de l'utilisateur qui sera à retrancher des dépassements du gestionnaire de réseau public de distribution et à facturer selon les modalités applicables aux dépassements ponctuels programmés. Dans ces cas, aucun décompte de la durée maximale n'est effectué pour le GRD.

RTE pourra procéder annuellement à des contrôles par échantillonnage sur ces demandes (transitive ou non) afin d'en vérifier la consistance.

Les éléments à conserver par les GRD pendant 5ans sont :

- Les documents prouvant la réalisation de leurs propres travaux
- Les demandes d'application des DPP par les GRD et les courbes de charges associées en cas de demande d'application du principe de transitivité

10.2.3 Composante annuelle de l'Energie Réactive

Les quantités d'énergie à prendre en compte sont celles du PdC ou PdR. Le rapport énergie réactive sur énergie active mesuré à la Tension de Comptage est ramené au PdC ou PdR par application d'un correctif positif ou négatif comme prévu au paragraphe 4.2.2 du CART.

Lorsque le rapport énergie réactive sur énergie active ($Tg \omega$) du mois (i.e. cumul des énergies réactives soutirées en période de soutirage d'énergie active du lundi à samedi jours fériés inclus, de 6 heures à 22 heures) est supérieur à la valeur contractuelle ($Tg \omega_{max}$), l'excédent d'énergie réactive est facturé au prix de la composante de dépassement de la puissance réactive indiqué aux Conditions Particulières.

Les dépassements d'énergie réactive sont facturés mensuellement de novembre à mars inclus.

En dehors des périodes indiquées ci-dessus, l'énergie réactive est mise gratuitement à la disposition du GRD. Il en va de même au cours de ces périodes jusqu'à concurrence du seuil contractuel susvisé.

La $Tg \omega_{max}$ contractualisée correspond à la valeur maximale des $Tg \omega$ mensuelles (jours ouvrables, 6-22h) constatée au PdC ou PdR au cours des hivers 2006/2007, 2007/2008,

2008/2009 de novembre à mars. La valeur maximale des $Tg \omega$ mensuelles est arrondie à la deuxième décimale supérieure et ne pourra excéder 0,39.

Pour les PdC ou PdR ne disposant pas d'un historique de trois hivers, la $Tg \omega_{max}$ retenue sera la valeur historique constatée du ou des hivers (un a minima) et ne pourra excéder 0,39.

Pour les PdC ou PdR qui ne disposent pas d'un historique sur un hiver, une période d'observation d'un hiver complet (de novembre à mars) est appliquée. Pendant cette période la $Tg \omega_{max}$ est de 0,39. Après la période d'observation, la $Tg \omega_{max}$ est celle qui correspond à la valeur maximale des $Tg \omega$ mensuelles observées au cours de la période d'observation sous réserve de l'utilisation conforme des moyens de compensation installés dans le poste.

Les valeurs de $Tg \omega_{max}$ par PdC ou PdR et la $Tg \omega$ de la zone de référence au sens de l'article 4.2.2 de la DTR sont indiquées dans les conditions particulières.

RTE peut demander au GRD, sur une période donnée, un mode d'exploitation particulier des batteries de condensateurs de certains postes sources pour assurer le bon fonctionnement du RPT. RTE ne prendra pas en compte les valeurs mesurées (en actif et réactif) pendant ces phases pour le calcul des dépassements d'énergie réactive, sous réserve du fonctionnement attendu des batteries de condensateurs.

Le GRD peut être confronté à une augmentation imprévisible et durable de la consommation d'énergie réactive ou à une baisse de l'énergie active liée à l'installation sensible de moyens de production HTA. Ces évolutions peuvent provoquer des dépassements de la $Tg \omega_{max}$. Dans le cas, et notamment si la $Tg \omega_{max}$ du PDL est inférieure à la $Tg \omega$ de la zone de référence au sens de l'article 4.2.2 de la DTR, les parties se rencontrent pour étudier la meilleure solution technique et contractuelle.

10.2.4 Secours mutuel entre GRD

Dans le cas où :

- deux GRD se secourent mutuellement dans un Poste au travers d'une liaison dite de "secours mutuel" en aval de leurs transformateurs,
- aucune énergie ne transite sur la liaison de secours mutuel en schéma normal d'exploitation,
- les deux GRD Notifient en commun à RTE une demande de secours mutuel,

RTE peut, sur demande des GRD, assurer une prestation de comptage sous réserve que les Compteurs appartiennent à RTE et que les GRD s'engagent à acquitter les montants précisés aux Conditions Particulières.

Dans ce cas, l'énergie transitant sur le secours mutuel :

- au bénéfice d'un GRD, est ajoutée au soutirage du PdC ou PdR concerné, du GRD bénéficiant du secours mutuel,
- est déduite du soutirage du PdC ou PdR du GRD assurant la prestation de secours mutuel.

10.2.5 Utilisation d'une Alimentation d'Echanges

Dans le cas où un PDL est desservi par une Alimentation d'Echanges utilisée à la fois par RTE et par le GRD :

- Il n'est perçu aucun frais d'entretien au titre de l'Alimentation d'Echanges et des ouvrages du GRD ;
- Les frais relatifs aux prestations de comptage sont partagés entre RTE et le GRD ;
- L'énergie transitant au PdC ou PdR est intégrée aux énergies (en plus ou en moins) au PdC ou PdR amont du GRD ou au PdC ou PdR qui aurait été impacté si l'Alimentation d'Echanges n'avait pas été utilisée.

Cette Alimentation d'Echanges relève du même Domaine de Tension que ce PdC ou PdR.

Dans le cas où une Alimentation d'Echanges est utilisée au seul bénéfice du GRD, le PdC ou PdR est traité comme une Alimentation de Secours-Substitution du PdC ou PdR qui aurait été impacté si l'Alimentation d'Echanges n'avait pas été utilisée. A ce titre, les frais d'entretien des ouvrages composant cette alimentation et l'énergie soutirée sont facturés au GRD. L'Alimentation d'Echanges relève donc du Domaine de Tension de l'Alimentation Principale du PdC ou PdR amont.

10.2.6 Ecrêtement des dépassements de Puissance Souscrite du fait de RTE

RTE peut, dans les conditions exposées ci-dessous, demander une réduction de la charge appelée par un PdC ou PdR du GRD, voire l'effacement complet de ce PdC ou PdR.

Pour satisfaire la demande de RTE, le GRD reporte tout ou partie du soutirage de ce PdC ou PdR vers d'autres PdC ou PdR du GRD.

RTE écrête alors les dépassements de Puissance Souscrite observés au cours de la période de report de charge sur les autres PdC ou PdR.

Durant la période de report de charge, les Puissances Souscrites sur les PdC ou PdR concernés par le report (PdC ou PdR effacés totalement ou partiellement et PdC ou PdR adjacents) ne peuvent pas être modifiées sauf accord contraire entre les Parties (les Parties peuvent se mettre d'accord notamment dans le cas des adaptations structurelles du RPT dans le cas d'un besoin avéré de modification de Puissances Souscrites).

Les situations concernées par ce traitement particulier ainsi que les modalités pratiques d'écrêtement sont décrites ci-après.

10.2.6.1 Cas ouvrant droit à écrêtement

Les reports de charge ouvrant droit à écrêtement sont ceux initiés par RTE, notamment :

- Pour assurer le maintien de la sûreté du RPT ;
- Pour réaliser des interventions ou des travaux de maintenance sur les ouvrages appartenant à RTE ;
- Pour les manœuvres à la seule initiative de RTE sur les sectionneurs appartenant au GRD ;
- Suite à des Coupures sur le RPT ;
- Pour répondre à des situations exceptionnelles où, pour des raisons de sécurité, il est nécessaire de mettre des ouvrages hors tension (cas des feux de forêt par exemple).

La demande est faite par RTE soit dans le cadre de la programmation de travaux, soit en temps réel par téléphone, soit encore par l'envoi d'ordres SAS (Système Automatique de Sauvegarde).

Dans les cas suivants ou :

- Le GRD reporte tout ou partie du soutirage d'un de ses PdC ou PdR vers un ou plusieurs PdC ou PdR relevant d'un autre gestionnaire de réseau ;
- Un autre gestionnaire de réseau reporte tout ou partie du soutirage d'un de ses PdC ou PdR vers un ou plusieurs PDC ou PDR relevant du GRD,

Le GRD, RTE et cet autre gestionnaire de réseau conviennent des modalités permettant l'écrêtement des dépassements de Puissance Souscrite observés au cours de la période de report de charge à l'initiative de RTE sur les PdC concernés.

10.2.6.2 Modalités d'application

Les principes retenus d'écrêtement des dépassements sont les suivants :

- La totalité du dépassement est effacée sans distinguer la part du dépassement dû au report demandé par RTE et la part éventuelle sans lien avec ce report de charge ;
- Le début de la prise en compte du report de charge est l'heure de début des manœuvres effectuées par le GRD, dans la limite maximale d'un jour ouvré ou de 24 heures avant l'heure Notifiée par RTE ;
- La fin de la prise en compte du report de charge est l'heure de fin des manœuvres du GRD dans la limite maximale d'un jour ouvré ou de 24 heures après l'heure Notifiée par RTE ;
- Cette limite de 24 heures avant ou après l'heure Notifiée par RTE peut être augmentée (d'un maximum de 48 heures) si le début ou la fin de la période se situe hors jour ouvré ;
- Ce délai limite peut être prolongé, à la demande du GRD, sous réserve de l'accord préalable écrit de RTE.

L'écrêtement ne s'applique que pour la durée nécessaire pour satisfaire la demande de RTE, à l'exclusion de toute durée supplémentaire de consignation éventuellement demandée par le GRD pour l'entretien de ses propres installations ou pour des choix d'exploitation qui lui sont propres.

10.2.6.3 Traçabilité des reports de charge

Le GRD assure la traçabilité des reports de charge demandés par RTE :

- En notant le PdC ou PdR objet de la demande de report de charge ;
- En notant les heures de début et de fin auxquelles RTE a besoin du report de charge ;
- En notant les PdC ou PdR sur lesquels la charge est reportée et les heures de début et de fin des manœuvres effectuées par le GRD ;

RTE Notifie au GRD les données permettant d'assurer le contrôle et la traçabilité des écrêtements.

Le GRD transmet par télécopie en fin de semaine à RTE l'ensemble des demandes d'écrêtement des dépassements de Puissance Souscrite suite à report de charge à l'initiative de RTE, et au plus tard le premier jour ouvré du mois M+1 pour les reports du mois M, y compris les reports à cheval sur plusieurs mois.

Au plus tard, RTE accepte les demandes d'écrêtement de dépassements de Puissances Souscrites au titre du mois M avant la fin du mois M+2.

En cas de refus, RTE motive les raisons de ce refus.

10.2.7 Alimentation de Secours HTA d'un client raccordé au RPT exploitée par le GRD

Dans le cas où un client de RTE bénéficie ou souhaite bénéficier d'au moins une Alimentation de Secours HTA raccordée au réseau du GRD, le GRD peut donner mandat à RTE dans les Conditions Particulières pour accomplir, en son nom et pour son compte :

- la contractualisation l'accès à son réseau pour cette Alimentation de Secours HTA et
- les actes relatifs au comptage.

En cas mandat, les modalités de gestion sont décrites ci-après.

10.2.7.1 Client disposant d'un CART

Les conditions d'accès au RPD du client qui dispose d'une Alimentation de Secours sont fixées par le CART du client. Le GRD conclut avec le client, la convention de raccordement et la convention d'exploitation pour l'Alimentation de Secours HTA concernée.

Le GRD précise dans les Conditions Particulières les secours HTA pour lesquels elle opte pour la déduction de l'énergie transitée sur l'Alimentation de Secours HTA dans son accès au RPT au PdC ou PdR du poste source desservant l'Alimentation de Secours HTA du client. Dans ce cas, RTE reverse au GRD la partie structure (cellule et liaison) de la composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours qu'il perçoit auprès du client.

Pour les autres secours HTA, l'énergie transitée sur l'Alimentation de Secours HTA est prise en compte dans l'accès au RPT du GRD au PdC ou PdR du poste source desservant l'Alimentation de Secours HTA du client. RTE reverse au GRD les frais qui concernent ces ouvrages : la composante annuelle des alimentations complémentaires et de secours, la composante mensuelle de dépassement de puissance souscrite et la composante annuelle de l'énergie réactive sur l'alimentation secours HTA perçues par RTE.

Le GRD Notifie à RTE les caractéristiques techniques du secours HTA.

10.2.7.2 Client ne disposant pas d'un CART

RTE facture au titulaire du contrat intégré un droit d'accès au RPT pour chacun des clients raccordés au RPT et ne disposant pas d'un CART ; ce droit d'accès est l'objet d'un contrat spécifique conclu entre RTE et ce dernier.

Si le client raccordé au RPT bénéficie d'une Alimentation de Secours HTA, son utilisation est facturée par RTE à son fournisseur dans le cadre du contrat précité.

Le dispositif de reversement au GRD est identique aux dispositions prévues à l'article 10.2.7.1.

10.2.7.3 Comptage

Les compteurs posés sur les Alimentations de Secours HTA des Clients font partie du domaine concédé de distribution publique.

Le GRD donne mandat à RTE pour accomplir, en son nom et pour son compte, les actes relatifs au comptage comprenant :

- pose, contrôle métrologique et entretien du Dispositif de Comptage,

- relevé du Dispositif de Comptage et transmission par courriel au Client de ses courbes de charge mensuelles conformément aux modalités définies par le TURPE, si celui-ci en fait la demande,
- réalisation, le cas échéant, des prestations complémentaires afférentes au comptage demandées par le client, selon les modalités définies dans le catalogue des prestations de RTE.

Dans ce cadre, RTE collecte l'intégralité des recettes au titre du comptage. Les modalités de reversement de la composante de comptage au GRD sont précisées dans les Conditions Particulières.

RTE conserve l'intégralité des recettes relatives au comptage, dans le cas où le Dispositif de Comptage lui appartient.

10.2.7.4 Dispositions communes

RTE met à disposition du GRD les données relatives à la quantité d'énergie transitée sur les Alimentations de Secours-HTA des clients concernés. Ces données du mois M sont transmises au GRD par RTE, par messagerie électronique sécurisée, en fin de mois M+1.

Les reversements au GRD des recettes perçues par RTE au titre de la mise à disposition de l'énergie électrique à partir des Alimentations de Secours HTA fait l'objet d'une facturation mensuelle par le GRD à RTE. Cette facturation mensuelle correspond au 1/12ème de la prévision annuelle fixée aux Conditions Particulières. Le montant mensuel à la date d'entrée en vigueur du présent Contrat est fixé aux Conditions Particulières.

Les reversements de RTE au GRD s'effectuent selon les modalités ci-après.

- RTE transmet au GRD au plus tard le 20 décembre de l'année en cours, une estimation du reversement définitif dû au titre du Contrat pour cette année ;
- RTE adresse au GRD, au plus tard le 31 janvier de l'année N+1, un relevé annuel précisant le montant des reversements dû au titre de l'année N. Ce relevé est établi à partir des données correspondantes des clients de RTE ;
- le GRD adresse à RTE, au plus tard le 31 mars de l'année N+1, le montant définitif à payer au titre de l'année N reprenant les éléments du relevé annuel ;
- Ce montant est intégré dans la première facture émise par le GRD après envoi de ce montant définitif.

Le relevé annuel prévisionnel de l'année N sert de base à la facturation mensuelle de l'année N+1.

10.2.8 Composante des dépassements en cas de période de froid très rigoureux

En cas de période de froid très rigoureux, le GRD peut bénéficier d'un écrêtement de ses dépassements de Puissance Souscrite.

10.2.8.1 Principes

Le dispositif d'écrêtement du dépassement de puissance a pour objectif de limiter le coût des dépassements d'énergie active imputables à une période de froid très rigoureux.

Ce dispositif s'applique par PdC ou PdR. L'écrêtement des dépassements de Puissance Souscrite normalement facturés sur un mois donné s'applique dès que, pour la station de

rattachement du PdC ou PdR, la température minimale mensuelle est inférieure à la température minimale de référence.

La température minimale mensuelle est la température moyenne journalière (moyenne des huit températures tri horaires) la plus basse enregistrée sur le mois (T min mensuelle).

La température minimale de référence est un seuil de température locale (T min de référence) dont les modalités de calcul sont décrites à l'article 10.2.8.2. Une mise à jour des valeurs de référence est réalisée au premier septembre qui suit la publication d'un nouveau tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité.

L'écèlement consiste à multiplier la facture relative aux dépassements par un coefficient k égal à 1 lorsque la T min mensuelle est supérieure ou égale à la température minimale de référence, et décroissant jusqu'à 0 lorsque la T min mensuelle devient inférieure à la température minimale de référence.

10.2.8.2 Mise en œuvre

Pour chaque station météorologique concernée, la température minimale de référence est la 30^{ème} valeur, arrondie à 1 décimale après la virgule, obtenue en classant par ordre croissant, valeurs en doublon comprises, les températures minimales mensuelles sur une période de référence de 30 ans s'achevant au 31 décembre de l'année précédent le dernier changement de Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité.

La part k des dépassements de Puissance Souscrite, calculés selon les règles du Contrat, restant à la charge du GRD est donnée par la formule suivante :

$$k = \left[\frac{\Delta}{T \text{ min de référence} - T \text{ min mensuelle} + \Delta} \right]^{3/2}$$

k est arrondi à 4 chiffres après la virgule,

Δ : 1,5 fois l'écart type de température de la station météorologique de rattachement pour les journées du 15 janvier sur la période des 30 ans, arrondis à 1 décimale après la virgule.

Le GRD Notifie l'application du dispositif pour le mois M (si T min mensuelle < T min de référence pour le mois M), avant la fin de la 3^{ème} semaine de M+1, sous réserve d'une alerte préalable de RTE au GRD sur l'application éventuelle de la clause grand froid. Par ailleurs, en cas d'application du dispositif, la modification de Puissance Souscrite prend effet au plus tôt le premier jour du mois M, sous réserve d'une Notification au plus tard le dernier jour du mois M+1, selon les modalités de l'article 5.2.

Les factures du soutirage du mois M, établies au mois M+1, sont alors corrigées lors du traitement du mois M+2, s'il y a lieu, conformément à la demande du GRD. La station météorologique locale de rattachement du PdC ou PdR concerné est mentionnée aux Conditions Particulières.

La station météorologique de rattachement de l'unité du GRD retenue est située à proximité de la zone desservie et est jugée représentative des conditions climatiques intéressant la zone. Cette station doit disposer de façon continue des données complémentaires nécessaires au calcul de la température minimale mensuelle et de la formule d'écèlement. Si le GRD souhaite

utiliser une nouvelle station météorologique de référence, il fournit si nécessaire les données historiques pour le calcul de l'écrêtement. RTE procèdera ensuite au suivi et traitement des données météorologiques pour cette station.

11 CONDITIONS DE FACTURATION ET DE PAIEMENT

Les sommes dues par le GRD sont exprimées hors taxes et sont à majorer des taxes et impôts en vigueur. Elles sont facturées et payées selon les dispositions suivantes, sauf dispositions contraires précisées dans d'autres articles des Conditions Générales.

11.1 *Conditions générales de facturation*

RTE établit mensuellement pour chaque Point de Connexion ou Point de Regroupement le montant total à facturer pour le mois de consommation concerné à partir des éléments énumérés à l'article 10.2.1.

Le montant de chacun des éléments de facturation pour le mois M, hors part fixe, est facturé au début du mois suivant M+1.

Les modalités particulières de facturation de la part variable de la composante annuelle des Soutirages sont décrites à l'article 10 ci-après.

Le montant mensuel de la part fixe pour le mois M est facturé au début du mois M.

Les montants sont facturés en euros (€) et arrondis au centime d'euro (c€) le plus proche.

11.2 *Modalités de facturation de la part variable de la composante annuelle des Soutirages*

Le montant mensuel de la part variable est calculé au titre du mois M comme la différence entre :

1. le montant donné par l'application de la formule ci-après :

$$Part\ variable = \frac{d_{\text{période}}}{8760} \times b \times \left(\frac{E_{\text{soutirée}}}{d_{\text{période}} \times P_{\text{souscrite}}} \right)^c \times P_{\text{souscrite}} \quad (7)$$

Où :

$E_{\text{soutirée}}$ est la somme des énergies soutirées en kWh mesurée par les Installations de Comptage sur $d_{\text{période}}$, éventuellement corrigée pour tenir compte de la différence de localisation entre le Point de Comptage et le Point de Connexion ;

$d_{\text{période}}$ est la période, exprimée en heures, qui court à compter du début de la Période de Souscription jusqu'à la fin du mois M ;

la valeur des coefficients b et c est mentionnée dans les Conditions Particulières.

2. et la somme des montants facturés au titre de la part variable sur les mois précédents depuis le début de la Période de Souscription en cours et au titre de cette Période de Souscription.

⁷ Si la Période de Souscription inclut un 29 février, le chiffre 8760 est remplacé par 8784.

11.3 Modalités de contestation de la facture

Toute réclamation relative à la facture doit être Notifiée à RTE dans un délai de 60 Jours à compter de son émission.

RTE répond à cette contestation dans un délai de 30 Jours à compter de sa réception.

La Notification d'une réclamation n'a pas pour effet de suspendre l'obligation de régler les sommes facturées.

11.4 Conditions de paiement

Les Conditions Particulières précisent l'adresse de facturation du GRD.

Il indique en outre s'il opte pour un paiement par chèque, par virement ou par prélèvement automatique.

Le GRD Notifie à RTE tout changement d'adresse de facturation ou de modalité de paiement. Ce changement prend effet le 1^{er} du mois suivant la Notification à RTE.

11.4.1 Paiement par chèque ou par virement

Si le GRD adopte le paiement des factures par chèque ou par virement, l'envoi du règlement doit intervenir dans les 15 Jours à compter de l'émission de la facture. Si le quinzième jour est un dimanche ou un jour férié, la date limite de paiement est reportée au premier Jour Ouvrable suivant.

11.4.2 Paiement par prélèvement automatique

Si le GRD adopte le paiement des factures par prélèvement automatique, le délai est de 30 Jours.

Toutefois, le GRD peut opter, dans les Conditions Particulières, pour un paiement par prélèvement automatique avec un délai minoré ou majoré :

- Quand ce délai est compris entre 15 et 29 Jours, le GRD bénéficie sur le montant hors taxes de la facture d'un taux de minoration Td calculé comme suit :
 - $Td = (30 - d) \times (\text{moyenne euribor 1 mois} - p_1) / 365$;
 - la valeur de p_1 est fixée dans les conditions déterminées à l'Annexe 4 des Conditions Particulières ;
 - Td sera revu au début de chaque trimestre civil en fonction des évolutions du marché financier et arrondi au 10/1000^{ème} le plus proche. Par exemple si Td est égal à 0,324 %, il sera arrondi à 0,32 % et si Td est égal à 0,325 %, il sera arrondi à 0,33 %. Si la valeur Td est négative, elle sera fixée à 0.
- Quand ce délai est compris entre 31 et 45 Jours, un taux de majoration pour règlement différé Td est appliqué au montant hors taxes de la facture, avec :
 - $Td = (d - 30) \times (\text{moyenne euribor 1 mois} + p_2) / 365$;
 - la valeur de p_2 est fixée dans les conditions déterminées à l'Annexe 4 des Conditions Particulières ;

- Td est arrondi au 10/1000ème le plus proche .

La moyenne euribor 1 mois sera prise égale à la moyenne arithmétique mensuelle des taux euribor 1 mois journaliers pratiqués le mois précédant le début du trimestre civil d'application de Td.

RTE peut réviser en cours d'exécution du Contrat les valeurs susvisées p_1 et p_2 , sous réserve d'en aviser le GRD par Notification avec un préavis de 30 Jours. RTE publie les nouvelles valeurs p_1 et p_2 sur son site internet.

Par ailleurs, dans le même délai de 30 Jours, le GRD peut changer son délai de paiement par prélèvement automatique.

11.5 Défaut de paiement et pénalités en cas de non-paiement

A défaut de paiement intégral dans le délai prévu pour leur règlement, les sommes dues sont majorées de plein droit, et sans qu'il soit besoin d'une mise en demeure, de pénalités calculées sur la base du taux d'intérêt appliqué par la Banque Centrale Européenne à son opération de refinancement la plus récente majoré de 10 points de pourcentage. Ces pénalités portent sur le montant total de la créance (montant de la facture TTC hors minoration). Elles sont calculées à partir de la date d'échéance jusqu'à la date de paiement effectif de la facture et ne peuvent être inférieures à un minimum de perception fixé à 140 € hors taxes.

RTE pourra exercer toute voie et moyen de droit à l'encontre du GRD afin de recouvrer les sommes dues.

12 DISPOSITIONS GENERALES

12.1 Entrée en vigueur de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires

Dès l'entrée en vigueur de nouveaux textes législatifs ou réglementaires en relation avec l'objet du Contrat, et en tant que de besoin, les Parties s'engagent à modifier le Contrat, afin de le rendre conforme aux nouvelles règles en vigueur.

12.2 Confidentialité

12.2.1 Nature des informations confidentielles

En application de l'article 16 de la loi n° 2000-108, RTE est tenu de préserver la confidentialité des informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique dont la communication serait de nature à porter atteinte aux règles de concurrence libre et loyale et de non-discrimination imposées par la loi. La liste de ces informations et les conditions de leur utilisation sont fixées par le décret n° 2001-630 du 16 juillet 2001 relatif à la confidentialité des informations détenues par les gestionnaires de réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité, pris pour l'application des articles 16 et 20 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.

En outre, pour les informations non visées par ce décret, chaque Partie détermine, par tout moyen à sa convenance, celles, de tout type et sur tout support, qu'elle considère comme confidentielles.

12.2.2 Contenu de l'obligation de confidentialité

Pour les informations confidentielles visées par le décret susvisé du 16 juillet 2001, et conformément à son article 2-II, le GRD autorise RTE à communiquer à des tiers (par exemple aux services intervenant dans le cadre des procédures administratives, à l'exploitant du GRD ou à une entreprise chargée d'exécuter pour le compte de RTE les travaux de raccordement) ces informations confidentielles si cette communication est nécessaire à l'exécution du Contrat. Pour les informations confidentielles non visées par le décret précité, les Parties s'autorisent à communiquer à des tiers ces informations si cette communication est nécessaire à l'exécution du Contrat.

Les Parties s'engagent à ce que les tiers, destinataires d'informations confidentielles au sens de l'article 12.2.1, prennent les mêmes engagements de confidentialité que ceux définis au présent article. A ce titre, la Partie destinataire d'une information confidentielle s'engage à prendre, vis-à-vis de ses salariés, des sous-traitants et de toute personne physique ou morale qu'elle mandate pour participer à l'exécution du Contrat, toutes les mesures utiles, notamment contractuelles, pour faire respecter par ceux-ci la confidentialité des informations dont ils pourraient avoir connaissance. Elle prend, en outre, toutes les dispositions utiles pour assurer la protection physique de ces informations, y compris lors de l'archivage de celles-ci.

Chaque Partie Notifie dans les plus brefs délais à l'autre Partie toute violation ou présomption de violation des obligations découlant du présent article.

Les obligations résultant du présent article ne s'appliquent pas si la Partie destinataire d'une information confidentielle apporte la preuve que celle-ci, au moment de sa communication, était

déjà accessible au public ou que depuis sa communication, cette information a été reçue par elle, d'un tiers, licitement, sans violation des dispositions du présent article.

12.2.3 Durée de l'obligation de confidentialité

Les Parties s'engagent à respecter le présent engagement de confidentialité pendant une durée de 5 ans après l'expiration ou la résiliation du Contrat.

12.3 Notifications

Le GRD peut avoir recours à des services accessibles par son espace personnalisé sur le site internet de RTE. Dans ce cas, les Notifications peuvent être effectuées par une mise en ligne sur cet espace par la personne dûment habilitée dont les coordonnées figurent dans les Conditions Particulières. La date de Notification est alors réputée être la date mentionnée sur le courriel de confirmation.

RTE privilégie l'utilisation de l'espace personnalisé du GRD.

Toute Notification au titre du Contrat, par RTE ou par le GRD, peut également être effectuées par écrit :

- Soit par une remise en mains propres contre reçu ;
- Soit par lettre recommandée avec demande d'avis de réception ;
- Soit par télécopie ;
- Soit par courriel avec demande d'avis de réception ;

La date de Notification est réputée être :

- La date mentionnée sur le reçu pour une remise en main propre ;
- La date de l'avis de réception pour une lettre recommandée avec demande d'avis de réception ;
- Le jour et l'heure de l'accusé de réception émis par le télécopieur pour une télécopie ;
- Le jour et l'heure de l'accusé de réception émis par le système informatique de la Partie réceptrice pour un courriel.

Toute Notification au titre du Contrat par RTE ou par le GRD est faite aux représentants des parties désignés dans les Conditions Particulières

Les coordonnées du GRD et de RTE sont indiquées aux Conditions Particulières. Tout changement d'adresse ou de correspondant fait l'objet par la Partie qui en est à l'origine d'une Notification au correspondant de l'autre Partie. Le changement prend effet dans un délai de 15 Jours à compter de la réception de cette Notification par l'autre Partie.

12.4 Contestations

En cas de contestation relative à l'interprétation ou l'exécution du Contrat, les Parties se rencontrent en vue de rechercher une solution amiable.

A cet effet, la Partie demanderesse adresse à l'autre Partie une Notification précisant :

- La référence du Contrat (n° et date de signature) ;
- L'objet de la contestation ;
- La proposition d'une rencontre en vue de régler à l'amiable le litige.

Les Parties conviennent expressément que le défaut d'accord, à l'issue d'un délai de trente Jours à compter de la Notification, constaté par la signature conjointe d'un procès verbal de réunion y faisant référence, vaut échec desdites négociations.

Conformément à l'article 38 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000, en cas de différend entre RTE et le GRD lié à l'accès au RPT ou à son utilisation, notamment en cas de refus d'accès ou de désaccord sur la conclusion, l'interprétation ou l'exécution du présent Contrat, la Commission de Régulation de l'Energie peut être saisie par l'une ou l'autre des Parties.

Les litiges portés devant une juridiction sont soumis au Tribunal de commerce de Paris.

12.5 Cession

Le Contrat est incessible, sauf accord préalable écrit de RTE.

En cas de modification du statut juridique du GRD (fusion, absorption, etc.), ce dernier en informe RTE dans les meilleurs délais, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception.

12.6 Résiliation et suspension

Le Contrat peut être résilié de plein droit sans indemnité notamment dans les cas énumérés ci-après :

- Un évènement relevant d'un cas de force majeure se prolonge au-delà de 3 mois à compter de sa survenance ;
- En cas de cessation d'activité du GRD, dûment justifiée et Notifiée à RTE.

Une Partie peut résilier le Contrat notamment dans les cas énumérés ci-dessus, par l'envoi à l'autre Partie d'une lettre recommandée avec demande d'avis de réception. La résiliation prend effet à l'expiration d'un délai de 15 Jours à compter de la réception de ladite lettre recommandée.

12.7 Déconnexion du R.P.T.

Au cas où l'accès au RPT du GRD, objet du Contrat, serait définitivement interrompu, RTE procédera à la déconnexion du RPT de l'Installation aux frais du GRD, sous réserve que cet ouvrage soit exclusivement dédié à l'alimentation de celui-ci.

12.8 Entrée en vigueur et durée du Contrat

Le Contrat prend effet à la date fixée aux Conditions Particulières qui est obligatoirement le premier Jour d'un mois.

A cette date, les Puissances Souscrites existantes par PdC ou PdR sont maintenues à l'identique et peuvent être modifiées selon les conditions fixées à l'article 5.2. La signature des Conditions Particulières n'interrompt pas la Période de Souscription telle que définie pour chaque PdC ou PdR du GRD.

Le Contrat est conclu pour une durée indéterminée.

Il peut être résilié par l'une ou l'autre des Parties à tout moment sous réserve de respecter un délai de prévenance de 6 mois.

Le Contrat est résilié par l'envoi à l'autre Partie d'une lettre recommandée avec demande d'avis de réception. La résiliation prend effet à l'expiration du délai de 6 mois à compter de la date d'expédition de ladite lettre recommandée.

Dans le cas où le GRD procède à la résiliation du Contrat, et demande la conclusion d'un autre contrat d'accès au RPT, la Période de Souscription associée à l'ancien contrat sera reconduite dans le nouveau Contrat.

Les engagements pris par RTE à l'article 7.2 demeurent nonobstant l'expiration du Contrat.

12.9 Droit applicable et langue du Contrat

Le Contrat est régi par le droit français. Nonobstant toutes traductions qui pourraient en être faites, signées ou non, la langue faisant foi pour l'interprétation ou l'exécution du Contrat est le français.

13 ANNEXE : DEFINITIONS

Alimentation Complémentaire :

Ensemble des ouvrages de raccordement assurant un transit d'énergie, établis au même Domaine de Tension que l'Alimentation Principale et non nécessaires à l'alimentation d'un Poste, la capacité de l'Alimentation Principale étant suffisante. La partie dédiée d'une alimentation complémentaire est celle qui n'est traversée que par des flux ayant pour origine ou pour destination un ou plusieurs Points de Connexion du GRD.

Alimentation d'Echanges :

Ensemble des ouvrages de raccordement du RPT qui permettent de desservir un PdC ou PdR pour lequel aucune énergie ne transite en schéma normal d'exploitation. L'Alimentation d'Echanges permet de desservir, soit une zone restreinte du GRD suite à incident ou travaux sur le RPD, soit une zone restreinte de RTE suite à incident ou travaux sur le RPT.

Alimentation Principale :

Ensemble des ouvrages de raccordement établis éventuellement à des tensions différentes et qui doivent être disponibles simultanément pour assurer la mise à disposition au Poste de la Puissance Souscrite en Régime Normal d'Exploitation, tel que défini dans la Convention d'Exploitation du Poste.

Alimentation de Secours :

Ensemble des ouvrages de raccordement établis à des Domaines de Tension inférieurs ou égaux à celui de l'Alimentation Principale et qui permettent de garantir totalement ou partiellement l'alimentation du Poste pour faire face à des situations de défaillance, de réparation ou de maintenance des Alimentations Principale et Complémentaire. Lorsque le Poste est alimenté par l'Alimentation Principale, ces ouvrages sont sous tension à vide. Aucune énergie ne doit transiter sur cette ligne lorsque les autres alimentations fonctionnent normalement. La partie dédiée d'une alimentation de secours est celle qui n'est traversée que par des flux ayant pour destination un ou plusieurs Points de Connexion d'une ou plusieurs alimentations de secours-substitution du GRD ou d'un autre utilisateur

Annexe :

Les Annexes visées à l'article 2 des Conditions Générales.

Bornier :

Equipement permettant de mettre à la disposition du GRD les données obtenues à partir des Compteurs.

Cahier des Charges du RPT :

Cahier des Charges en date du 30 octobre 2008 annexé à la convention du 27 novembre 1958 portant concession à RTE du Réseau Public de Transport d'électricité ou RPT.

Compteur :

Dispositif de mesure d'Energie Active et/ou Réactive associé à une mémorisation par période fixe des énergies mesurées.

Compteur de Référence :

Compteur utilisé comme référence pour la mesure des flux d'énergie entre le GRD et le RTE.

Contrat ou CART :

Le Contrat ou CART garantit le droit d'accès au Réseau Public de Transport du GRD. Il est constitué par :

- Les Conditions Générales (CG) ;
- Les Conditions Particulières (CP) .
- Et leurs Annexes.

Conditions Générales :

Les Conditions Générales du Contrat définissent les modalités d'accès au Réseau Public de Transport pour tout GRD.

Conditions Particulières :

Les Conditions Particulières du Contrat déclinent les Conditions Générales aux spécificités du GRD contractant avec RTE.

Coupure, Coupure Brève, Coupure Longue :

Il y a Coupure lorsque les valeurs efficaces des 3 tensions entre phases sont simultanément inférieures à 5% de la Tension d'Alimentation Déclarée U_C .

La mesure de la valeur efficace est effectuée indépendamment sur chacune des 3 tensions entre phases, conformément à la norme CEI 61000-4-30.

Une Coupure Brève a une durée supérieure ou égale à 1 seconde et inférieure ou égale à 3 minutes.

Une Coupure Longue a une durée supérieure à 3 minutes.

Décompte des Energies :

Calcul en temps différé de l'énergie injectée et soutirée à partir des données recueillies et mémorisées par les Installations de Comptage.

Déconnexion :

Séparation physique du GRD du Réseau Public de Transport.

Délestage :

Réduction du soutirage demandée par RTE au GRD telle que définie à l'article 32 du Cahier des Charges du RPT.

Dispositif de Comptage :

Ensemble constitué de

- de Compteurs,
- d'un Bornier ,
- d'une horloge synchronisée par trame radio ou émission GPS,
- de câbles et dispositif de liaison entre ces différents composants.

Documentation technique de référence :

Document précisant les modalités pratiques d'exploitation et d'utilisation du RPT, en conformité avec les dispositions législatives et réglementaires ainsi qu'avec les décisions de la Commission de régulation de l'énergie, notamment en matière de raccordement, d'accès et de gestion de l'équilibre des flux. Une seule version de la DTR s'applique à l'ensemble des GRD. Le cas échéant, elle précise les exigences applicables aux installations existantes.

Domaine de Tension :

Les Domaines de Tension des Réseaux Publics de Transport et de Distribution en courant alternatif sont définis par le tableau ci-dessous :

Tension de connexion (Un)	Domaine de tension		
$Un \leq 1 \text{ kV}$	BT		Domaine basse tension
$1 \text{ kV} < Un \leq 40 \text{ kV}$	HTA 1	Domaine HTA	Domaine haute tension
$40 \text{ kV} < Un \leq 50 \text{ kV}$	HTA 2		
$50 \text{ kV} < Un \leq 130 \text{ kV}$	HTB 1	Domaine HTB	
$130 \text{ kV} < Un \leq 350 \text{ kV}$	HTB 2		
$350 \text{ kV} < Un \leq 500 \text{ kV}$	HTB 3		

Les tarifs applicables aux Utilisateurs connectés aux réseaux publics en HTA 2 sont ceux du domaine de tension HTB 1.

Données de Comptage :

Energies mesurées par pas de 10 minutes en chaque Point de Comptage. Ces valeurs sont exprimées en puissances moyennes sur chaque pas de dix minutes. Chacune de ces valeurs est datée (année, jour et heure) et mémorisée pour la télé-relève ou pour leur mise à disposition auprès du GRD.

Energie Active :

Intégrale de la puissance active P pendant une période de temps déterminée.

Energie Réactive :

Intégrale de la puissance réactive Q pendant une période de temps déterminée.

GRD :

Personne titulaire du présent contrat

Injection (de puissance active):

Transit d'énergie électrique active par Point de Connexion destiné à l'alimentation du RPT par l'Utilisateur le GRD.

Installation de Comptage :

Ensemble constitué :

- de transformateurs de mesure de tension et de courant,
- d'un Dispositif de Comptage,
- d'une alimentation électrique,
- d'une interface avec le réseau public téléphonique commuté,
- de câbles et dispositif de liaison entre ces composants.

Interface de communication :

Dispositif pour communiquer par télé-relevé les données mémorisées par les compteurs via le réseau téléphonique public commuté.

Jour, Journée :

Période de 24 Heures commençant à 0 heures 00 et finissant à 23 heures 59. Les jours de changement d'heure légale comptent soit 23 Heures soit 25 Heures. A défaut de précision, un Jour est un jour calendaire.

Jour Ouvrable :

Un Jour Ouvrable correspond à un Jour de la semaine à l'exception du dimanche et des jours fériés et chômés.

Jour Ouvré :

Un Jour Ouvré correspond à un Jour de la semaine à l'exception du samedi, dimanche et des jours fériés et chômés.

Notification :

Envoi d'informations par une Partie à l'autre suivant les modalités fixées à l'article 12.5 des Dispositions Générales du Contrat.

Partie ou Parties :

Les signataires du Contrat (le GRD et RTE) mentionnés dans les Conditions Particulières.

Période de Souscription :

Durée de validité d'une souscription de Puissance Souscrite. Celle-ci est normalement de 12 mois mais peut être de durée inférieure, notamment en cas de modification de Puissance Souscrite.

Point de Surveillance Technique ou PST :

Point auquel sont pris les engagements de RTE en matière de qualité de l'électricité.

Point de Comptage :

Point physique où sont placés les transformateurs de mesures destinés au comptage des flux d'énergie.

Points de Connexion :

Le ou les Point(s) de Connexion d'un GRD au réseau public d'électricité coïncide(nt) avec la limite de propriété entre les ouvrages électriques du GRD et les ouvrages électriques du réseau public et correspond(ent) généralement à l'extrémité d'un ouvrage électrique, matérialisée par un organe de coupure. Par organe de coupure, on entend un appareil installé sur un réseau électrique et permettant d'interrompre un courant non nul qui circule entre les deux extrémités de cet appareil. En règle générale, il s'agit du point servant d'application du tarif.

Point de Regroupement :

Point servant au regroupement tarifaire de plusieurs points de Connexion. Cette notion est précisée à l'article 5.1.2 des Conditions Générales.

Poste :

Poste de transformation situé à l'interface entre le RPT et le RPD. Lorsqu'il concerne la transformation HTB / HTA, il est dénommé Poste Source.

Prix Annuel :

Montant annuel facturé par RTE au GRD au titre de l'accès au RPT de ses Postes.

Prestations Annexes :

Prestations réalisées :

- sous le monopole des gestionnaires des réseaux publics d'électricité conformément à l'article 4-I de la loi du n°2000-108 du 10 février 2000 modifiée ;
- par les gestionnaires de réseaux publics dans un contexte concurrentiel. Les prix de ces prestations sont librement fixés par les gestionnaires de réseaux.

Proposition Technique et Financière :

Devis adressé au GRD par RTE.

Puissance de Raccordement :

Puissance active maximale pour laquelle le GRD demande que soit dimensionné son raccordement.

Puissance Souscrite :

Puissance que le GRD détermine au Point de Connexion, en fonction de ses besoins vis-à-vis du RPT.

Rapport tangente phi ou tangente phi ($\text{tg } \varphi$) :

Mesure, en un point quelconque du réseau électrique, le déphasage des signaux de tension et d'intensité. Le rapport $\text{tg } \varphi$ constitue un paramètre important de la conduite et de la sûreté du réseau électrique.

Régime Normal d'Exploitation :

Régime au cours duquel, sur le réseau concerné les utilisateurs raccordés au réseau ont un régime normal d'alimentation, c'est-à-dire que la tension, le courant et la fréquence d'alimentation sont compris dans les limites réglementaires ou contractuelles, Les critères de sûreté de fonctionnement et de secours sont assurés ;

Régime Exceptionnel d'Exploitation :

Régime de fonctionnement au cours duquel certaines caractéristiques fondamentales sortent pour des durées limitées des plages ou états définis pour le Régime Normal d'Exploitation.

Règles :

Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'Equilibre, publiées sur le site internet de RTE (www.rte-france.com).

Réseau Public de Transport d'électricité ou RPT :

Ensemble des ouvrages mentionnés à l'article 12-I de la loi n°2000-108 du 10 février 2000 modifiée et dans le décret n°2005-172 du 22 février 2005 pris pour son application.

RPD :

Ensemble des ouvrages définis aux articles L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales et 37 de la loi n°2004-803 du 9 août 2009.

Soutirage (de puissance active) :

Transit d'énergie électrique active par le Point de Connexion destiné à desservir le GRD.

Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité :

Les Tarifs d'Utilisation du Réseau Public de transport et des Réseaux Publics de Distribution (TURPE). Ces tarifs sont calculés de manière non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux, y compris les coûts résultant de l'exécution des missions et des contrats de service public.

Tension d'Alimentation Déclarée (Uc) :

Référence des engagements de RTE en matière de qualité de l'onde de tension. Sa valeur, fixée dans les Conditions Particulières, peut différer de la Tension Nominale (U_n). Cette tension est également dénommée tension contractuelle.

Tension de Comptage :

Tension à laquelle sont raccordés les transformateurs de tension destinés au Comptage.

Tension de Fourniture (Uf) :

Tension que RTE délivre au Point de Connexion à un instant donné.

Tension Nominale (Un) :

Tension qui a servi de référence à la conception d'un réseau ou d'un matériel et qui est utilisée par la suite pour le désigner.

CONDITIONS PARTICULIERES

CONTRAT D'ACCES AU RESEAU PUBLIC DE TRANSPORT

POUR LES

« GESTIONNAIRES DE RESEAUX DE DISTRIBUTION »

Version de novembre 2011

CONTRACTANTS

RTE EDF Transport SA
Tour Initiale - 1, Terrasse Bellini, TSA 41000
92919 La Défense Cedex
Société Anonyme à conseil de surveillance
et directoire au capital de 2 132 285 690 €
Identifiant TVA : FR19444619258
Siren RTE : 444 619 258 RCS Nanterre
NAF : 401C
Représenté par :
En qualité de :
Ci-après désigné « RTE »

XXX
XXXXXXXXXX
XX XXX XXXXXXXX
Société xxxxxxxx,
au capital de X €
Identifiant TVA : FRXXXXXXXXXX
Siren : XXX XXX XXX RCS Xxxxx
NAF: XXXX
Représenté par : X
En qualité de : Xxxxxx
Ci-après désigné « Le GRD »

OBJET

Conditions Particulières du Contrat d'Accès au Réseau Public de Transport
pour le GRD « Nom », identifié par le N° de SIRET : XXX XXX XXX XXXXXX
N° du CART = [reprenant à la fin le n°compte de contrat]

DUREE

Le Contrat prend effet le 01/XX/201X pour une durée indéterminée.

INTERLOCUTEURS

Pour RTE

Interlocuteur :

Adresse postale : RTE – Adresse de l'Unité

 :
Fax :
e-mail :

Pour le GRD

Interlocuteur :

Adresse postale :

 :
Fax :
e-mail :

SIGNATURES (CONTRAT A SIGNER EN DOUBLE EXEMPLAIRE ; PARAPHER CHAQUE PAGE)

Pour RTE

Date :
Nom et qualité du signataire :

Pour le GRD

Date :
Nom et qualité du signataire :

SOMMAIRE

SOMMAIRE	3
1 PERIMETRE CONTRACTUEL	4
1.1 PERIMETRE CONTRACTUEL	4
1.2 OBJET	4
2 DISPOSITIONS COMMUNES.....	5
2.1 DISPOSITION PARTICULIERE EN CAS DE COUPURE D'UNE DUREE SUPERIEURE A 6 HEURES	5
2.2 CONDITIONS DE FACTURATION ET DE PAIEMENT.....	5
2.3 MISE EN SERVICE D'UN NOUVEAU PDC / PdR	5
2.4 MODIFICATION D'UNE ANNEXE.....	5
2.5 RESILIATION D'UNE ANNEXE	6
3 DISPOSITIONS PARTICULIERES.....	7
3.1 POINT DE CONNEXION / POINT DE REGROUPEMENT A	7
3.1.1 OUVRAGES DE RACCORDEMENT	7
3.1.2 INSTALLATIONS DE COMPTAGE	7
3.1.3 MODALITES DE DECOMPTE DES COUPURES	8
3.2 POINT DE CONNEXION / POINT DE REGROUPEMENT B	10
3.2.1 OUVRAGES DE RACCORDEMENT	10
3.2.2 INSTALLATIONS DE COMPTAGE	10
3.2.3 MODALITES DE DECOMPTE DES COUPURES	11

Annexe

14 PERIMETRE CONTRACTUEL

1.1 Périmètre contractuel

Le Contrat d'Accès au Réseau Public de Transport d'électricité (CART) pour le Gestionnaire de Réseau de Distribution raccordé à ce réseau comprend les pièces suivantes :

- Les présentes Conditions Particulières ;
- Les Conditions Générales, dont le GRD reconnaît avoir pleinement connaissance et dont il déclare accepter sans réserve toutes les dispositions ;
- et leurs Annexes.

Les Conditions Particulières prévalent sur les Conditions Générales.

Ces pièces constituent l'intégralité et l'exclusivité de l'accord des Parties quant à leur objet.

Elles annulent et remplacent toutes lettres, propositions, offres et conventions antérieures portant sur le même objet.

1.2 Objet

Le présentes Conditions Particulières ont pour objet de définir les conditions techniques, juridiques et financières de l'accès au Réseau Public du GRD pour les Points de Connexion ou Points de Regroupement suivants :

PdC / PdR	Niveau de Tension

15 DISPOSITIONS COMMUNES

2.1 Disposition particulière en cas de coupure d'une durée supérieure à 6 heures

Le GRD opte pour :

☐ L'abattement forfaitaire au PdC/PdR

☐ La prise en charge des abattements consentis aux consommateurs finals suite à une défaillance du RPT.

2.2 Conditions de facturation et de paiement

Conditions générales de facturation

Adresse de facturation :

.....
.....
.....

Conditions de paiement

Le GRD opte pour :

- ☐ Le paiement par chèque sous 15 Jours ;
- ☐ Le paiement par virement sous 15 Jours ;
- ☐ Le prélèvement automatique à Jours

Dans ce cas, il transmet à RTE une autorisation de prélèvement automatique, dûment complétée et signée .

[A ajouter si le GRD opte pour le paiement minoré ou majoré par prélèvement automatique :]

Comme indiqué à l'article 11.4.2 des Conditions Générales, p_1 et p_2 sont publiées sur le site internet de RTE et Notifiées au GRD en cas de changement à l'initiative de RTE.

2.3 Mise en service d'un nouveau PdC / PdR

En cas de mise en service d'un nouveau PdC / PdR , les Parties établissent une nouvelle annexe relative à ce PdC / PdR qui sera incorporée aux présentes Conditions Particulières pour en faire partie intégrante.

2.4 Modification d'une annexe

Toute modification d'une des annexes aux présentes Conditions Particulières, à l'exception de la modification de la Puissance Souscrite d'un Point de Connexion dont les modalités sont fixées par les Conditions Générales, fait l'objet d'un avenant.

2.5 Résiliation d'une annexe

Une annexe peut être résiliée :

- sans préjudice de dommages et intérêts, en cas de non-respect par l'une des Parties de ses obligations au titre de l'annexe considérée ;
- si un cas relevant d'un événement de force majeure affectant le Point de Connexion / Point de Regroupement, objet de l'annexe considérée, se prolonge au-delà de 3 mois à compter de sa survenance ;
- si le soutirage et/ou le refoulement du Point de Connexion / Point de Regroupement, objet de l'annexe considérée, est définitivement interrompu ;
- en cas de résiliation de la convention de raccordement du Point de Connexion / Point de Regroupement, objet de l'annexe considérée.

Dans ces cas, chaque Partie peut procéder à la résiliation par l'envoi à l'autre Partie d'une lettre recommandée avec demande d'avis de réception. La résiliation prend effet à l'expiration d'un délai de 15 jours calendaires à compter de la réception de ladite lettre recommandée.

La résiliation d'une annexe n'emporte pas résiliation du Contrat.

En cas de résiliation, il est procédé à la déconnexion du ou des Point(s) de Connexion, objet de l'annexe résiliée.

16 DISPOSITIONS PARTICULIERES

Les dispositions spécifiques propres à chacun des PdC ou PdR du GRD sont précisées ci-après.

3.1 Point de Connexion / Point de Regroupement A

3.1.1 Ouvrages de raccordement

Les Alimentations Principales et de Secours dédiées au GRD sont décrites ci-dessous.

Alimentation Principale :

Liaison 1 =

Point de Connexion = *[préciser la limite de propriété]*

[éventuellement] Liaison 2 =

Point de Connexion = *[préciser la limite de propriété]*

Alimentation de Secours

Liaison 1 =

Point de Connexion = *[préciser la limite de propriété]*

[Garder une seule option ci-après]

- ☐ La liaison relève d'un Domaine de Tension inférieur à celui de l'Alimentation Principale ;
- ☐ La liaison est au même Domaine de Tension que l'Alimentation Principale et est raccordée à un transformateur RPT différent de celui utilisé pour l'Alimentation Principale ;
- ☐ La liaison est au même Domaine de Tension que l'Alimentation Principale et est raccordée au même transformateur RPT que celui utilisé pour l'Alimentation Principale.

3.1.2 Installations de Comptage

Conformément à l'article ___ des Conditions Générales, les Installations de Comptage dédiées au PdC sont décrites ci-après.

- Point de Connexion :

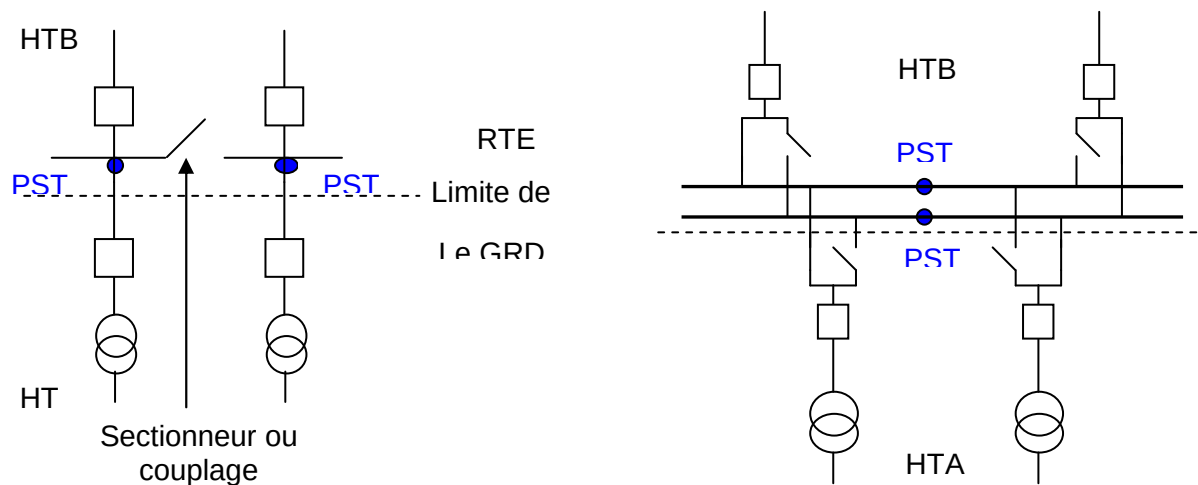
[Il y a autant de Points de Comptage, Tension de Comptage et de tableaux qu'il y a de Points de Connexion]

- o Point de Comptage n°

3.1.3 Modalités de décompte des coupures

Exemple : Poste exploité en plusieurs nœuds (alimentation débouclée)

Il s'agit du cas des postes exploités habituellement à deux nœuds : deux sections de barres reliées par un sectionneur ouvert en schéma normal d'exploitation ; deux jeux de barres sans couplage ou avec couplage ouvert en schéma normal d'exploitation ; ou deux antennes par construction.



Les engagements sont pris pour chacun des nœuds assurant l'alimentation des transformateurs HTB/HTA, avec un PST par nœud. Il y a donc un jeu de seuils à gérer pour chacun des PST, avec un décompte des Coupures à effectuer selon le tableau ci-dessous :

Événement d'origine RPT au PST 1	Décompte pour les engagements au PST 1
CB	CB
CL	CL
Indisponible	0

Événement d'origine RPT au PST 2	Décompte pour les engagements au PST 2
CB	CB
CL	CL
Indisponible	0

3.2 Point de Connexion / Point de Regroupement B

3.2.1 Ouvrages de raccordement

Les Alimentations Principales et de Secours dédiées au GRD sont décrites ci-dessous.

Alimentation Principale :

Liaison 1 =

Point de Connexion = *[préciser la limite de propriété]*

[éventuellement] Liaison 2 =

Point de Connexion = *[préciser la limite de propriété]*

Alimentation de Secours

Liaison 1 =

Point de Connexion = *[préciser la limite de propriété]*

[Garder une seule option ci-après]

- ☐ La liaison relève d'un Domaine de Tension inférieur à celui de l'Alimentation Principale ;
- ☐ La liaison est au même Domaine de Tension que l'Alimentation Principale et est raccordée à un transformateur RPT différent de celui utilisé pour l'Alimentation Principale ;
- ☐ La liaison est au même Domaine de Tension que l'Alimentation Principale et est raccordée au même transformateur RPT que celui utilisé pour l'Alimentation Principale.

3.2.2 Installations de Comptage

Conformément à l'article ___ des Conditions Générales, les Installations de Comptage dédiées au PdC sont décrites ci-après.

- Point de Connexion :

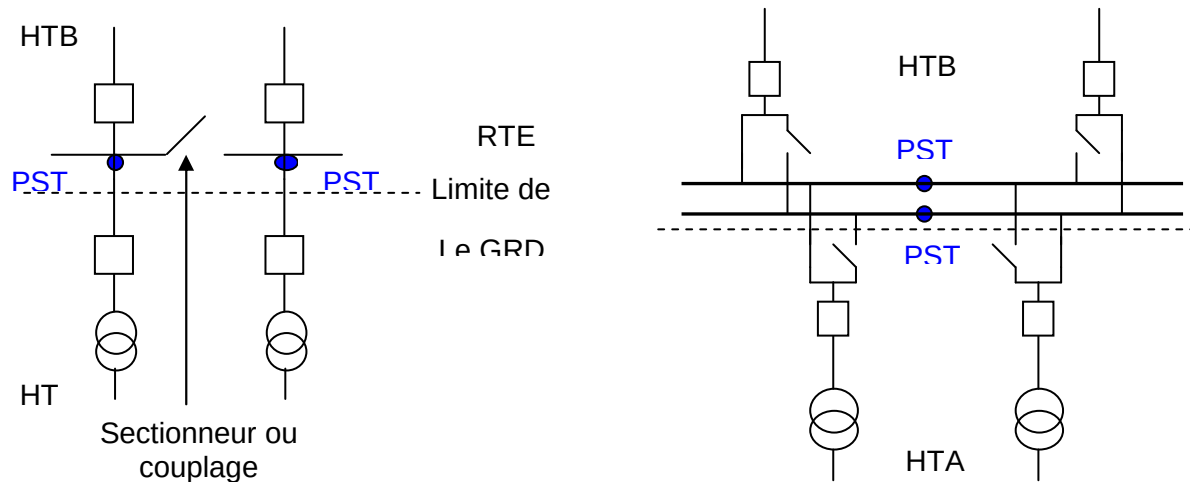
[Il y a autant de Points de Comptage, Tension de Comptage et de tableaux qu'il y a de Points de Connexion. Les caractéristiques pré-saisies en italique dans les tableaux ci-après sont celles par défaut]

Point de Comptage n°

3.2.3 Modalités de décompte des coupures

Exemple : Poste exploité en plusieurs nœuds (alimentation débouclée)

Il s'agit du cas des postes exploités habituellement à deux nœuds : deux sections de barres reliées par un sectionneur ouvert en schéma normal d'exploitation ; deux jeux de barres sans couplage ou avec couplage ouvert en schéma normal d'exploitation ; ou deux antennes par construction.



Les engagements sont pris pour chacun des nœuds assurant l'alimentation des transformateurs HTB/HTA, avec un PST par nœud. Il y a donc un jeu de seuils à gérer pour chacun des PST, avec un décompte des Coupures à effectuer selon le tableau ci-dessous :

Événement d'origine RPT au PST 1	Décompte pour les engagements au PST 1
CB	CB
CL	CL
Indisponible	0

Événement d'origine RPT au PST 2	Décompte pour les engagements au PST 2
CB	CB
CL	CL
Indisponible	0

Annexe par PdC / PdR :

Groupe	CHAMP	Commentaire
PdC / PdR	Centre de conduite	Nom ACR ou nom ELD
	Centre de conduite	Nom ACR ou nom ELD
	Partenaire	Numéro du partenaire
	Poste Source	Nom du poste courant
	N° PLIC	Numéro de facturation
	Libellé PLIC	Libellé entier du PLIC
	PLIC injecteur OUI/ NON	Facturation de l'énergie injectée pour les postes ≥ 225 kV
	CODNAT	Codification Nationale (données CIREF)
	Domaine U	Domaine de tension
	U physique (kV)	Tension du ou des PDC
	Raccordement	Description sommaire du raccordement
	Limite de propriété	Limite de propriété
	Pracc (MW)	Puissance de raccordement
	Taux évolution Pracc en %	
	Point(s) connexion	Description sommaire du ou des points de connexion
	Station météo	Station de météo de rattachement pour clause GF
	Commentaire PDC / PDR	
COMPTAGE	Nombre de points de comptage	
PDC1	N° PdC	
PDC1	Tension Comptage	Tension de comptage
PDC1	Situé	Description du positionnement des TC/TT
PDC1	Puiss. Transfo (MVA)	
PDC1	Coef de perte (EA soutirage)	
PDC1	Rapport TC	
PDC1	Rapport TT	
PDC2	N° PdC	
PDC3	N° PdC	
PDC4	N° PdC	
PDC5	N° PdC	
PDC6	N° PdC	
PDC7	N° PdC	
PDC8	N° PdC	

FACTURATI	PS au PdC / PdR en kW	Puissance souscrite
	Créa	Coefficient de correction de la Tg Phi
	Tg phi max	Tg phi max contractuelle
	Zone de contrainte DTR	Zone rouge ou verte
	Poste refouleur	Pas de facturation de l'ER pour les postes qui injectent EA refoulée > 10% de l'EA
SecHTA1	Client avec Alimentation de cours HTA (Libellé du	
SecHTA1	Numéro du PLIC du client secouru par l'HTA	
SecHTA1	Option décompte : OUI / NON	
SecHTA2	Client avec Alimentation de Secours HTA (Libellé du	
SecHTA2	Numéro du PLIC du client secouru par l'HTA	
SecHTA2	Option décompte : OUI / NON	
	Combinaison linéaire Cart	Formule de la combinaison linéaire si besoin
AUTRES	Regroupement (oui/non)	
	km aérien HTB1	Pour le calcul du regroupement
	km aérien HTB2	Pour le calcul du regroupement
	km aérien HTB3	Pour le calcul du regroupement
	km Souterrain HTB1	Pour le calcul du regroupement
	km Souterrain HTB2	Pour le calcul du regroupement
	CACS (€/an)	
	Composante annuelle gestion secours mutuel (€/an)	
	Commentaires autres frais	
QUALITE	Nombre de points de surveillance technique	
	Date début d'eng. qualité	
	PST 1 Code PST 1	Code PST
	PST 1 Localisation PST 1	Localisation du PST
	PST 1 Tension d'alimentation déclarée Uc (kV)	
	PST 1 Schéma d'alimentation et règle de décompte des	Description sommaire de l'alimentation
	PST 1 Engagement en cours CB	
	PST 1 Engagement en cours CL	
	PST 1 Engagement en cours CBL	
	PST 2 Code PST 2	Code PST
	PST 3 Code PST 3	Code PST
	PST 4 Code PST 4	Code PST
	PST 5 Code PST 5	Code PST
	Commentaire QDE	



Réseau de transport d'électricité

Documentation Technique de Référence

Chapitre 8 – Trames-type

Article 8.13 – Trame-type du Contrat d'Accès au Réseau Public de Transport pour les Producteurs :

- Conditions Générales
- Conditions Particulières Communes
- Conditions Particulières Site

Version 1 applicable à compter du 14 janvier 2013

SOMMAIRE

1	PREAMBULE.....	5
2	PERIMETRE CONTRACTUEL.....	5
3	OBJET.....	6
4	COMPTAGE.....	7
4.1	ENGAGEMENTS DES PARTIES RELATIFS AUX INSTALLATIONS DE COMPTAGE.....	7
4.1.1	Description d'une Installation de Comptage.....	7
4.1.2	Fourniture et pose des composants des Installations de Comptage appartenant au Client..	8
4.1.3	Fourniture et pose des Dispositifs de Comptage.....	8
4.1.4	Etalonnage, programmation, relève et contrôle des Installations de Comptage	9
4.1.5	Vérification contradictoire des Installations de Comptage à la demande d'une Partie	9
4.1.6	Maintenance et renouvellement des Installations de Comptage	9
4.1.7	Accès aux Installations de Comptage.....	10
4.2	MODALITES DE CORRECTIONS DES DONNEES DE COMPTAGE.....	10
4.2.1	Puissance et Energie Actives.....	10
4.2.2	Energie Réactive.....	11
4.3	MODALITES D'OBTENTION ET DE TRAITEMENT DES DONNEES DE COMPTAGE.....	11
4.3.1	Obtention des Données de Comptage.....	11
4.3.2	Règles d'arrondi.....	11
4.3.3	Traitement des Données de Comptage en cas d'indisponibilité d'une Installation de Comptage.....	12
4.3.4	Régularisation des Données de Comptage.....	12
4.4	PRESTATIONS RELATIVES A L'ACCES AUX DONNEES DE COMPTAGE.....	13
4.4.1	Mise à disposition des Données de Comptage	13
4.4.2	Accès direct aux Données de Comptage.....	13
4.5	PRESTATIONS ANNEXES RELATIVES AU COMPTAGE ET AU DECOMPTE DES FLUX	14
5	PUISSANCE SOUSCRITE	15
5.1	FIXATION DE LA PUISSANCE SOUSCRITE POUR UNE PERIODE DE SOUSCRIPTION D'UN AN	15
5.2	MODALITES D'APPLICATION DE LA PUISSANCE SOUSCRITE	15
5.2.1	Cas général : par Point de Connexion d'une alimentation.....	15
5.2.2	Cas particuliers : par Point de Connexion Confondu ou Point de Regroupement	15
5.3	MODALITES DE MODIFICATION DE LA PUISSANCE SOUSCRITE AU COURS D'UNE PERIODE DE SOUSCRIPTION	16
5.3.1	Réduction de la Puissance Souscrite.....	16
5.3.2	Augmentation de la Puissance Souscrite.....	17
5.3.3	Cas particulier de la « puissance atteinte »	17
5.3.4	Modalités de Notification de changement de Puissance Souscrite.....	18
5.4	CAS D'UNE TARIFICATION AVEC DIFFERENCIATION TEMPORELLE (HTA)	18
5.5	REGLES D'ATTRIBUTION D'UNE AUGMENTATION DE PUISSANCE SOUSCRITE	19
5.6	DEPASSEMENTS DE LA PUISSANCE SOUSCRITE	19
5.7	DEPASSEMENTS PONCTUELS PROGRAMMES POUR TRAVAUX.....	19
6	MAINTENANCE, RENOUELEMENT, DEVELOPPEMENT ET REPARATION DES OUVRAGES.....	21
6.1	INTERRUPTION LIEE A UNE INTERVENTION URGENTE	21
6.2	INTERRUPTIONS PROGRAMMEES	21
6.2.1	Engagement de RTE	21
6.2.2	Programmation des interventions	22
6.2.3	Modes opératoires particuliers à la demande du Client	23

CG DU CART PRODUCTEUR

6.2.4	Non-respect de l'engagement de RTE	23
6.3	INTERVENTIONS A LA DEMANDE DU CLIENT	24
7	QUALITE DE L'ELECTRICITE	25
7.1	POINT(S) AU(X)QUEL(S) SONT PRIS LES ENGAGEMENTS DE RTE	25
7.2	ENGAGEMENTS RELATIFS AUX INDISPONIBILITES NON PROGRAMMEES	25
7.2.1	Information des Parties suite à une Indisponibilité Non Programmée	25
7.2.2	Indisponibilité Non Programmée provenant du Réseau d'Evacuation	26
7.2.3	Indisponibilité Non Programmée provenant du Réseau Amont pour les Groupes de Production qui ne sont pas soumis à l'Obligation d'Achat.....	27
7.2.4	Indisponibilité Non Programmée provenant du Réseau Amont pour les Groupes de Production qui sont soumis à l'Obligation d'Achat.....	28
7.2.5	Bilan annuel.....	30
7.3	ENGAGEMENTS DE RTE EN MATIERE DE QUALITE DE L'ONDE DE TENSION AU SOUTIRAGE	30
7.3.1	Tension d'Alimentation Déclarée.....	30
7.3.2	Engagements sur les variations de l'amplitude de tension	30
7.3.3	Engagements sur les fluctuations rapides de tension.....	31
7.3.4	Engagements sur les déséquilibres de la tension	31
7.3.5	Engagements sur les variations de fréquence	31
7.4	CARACTERISTIQUES INDICATIVES EN MATIERE DE QUALITE DE L'ONDE DE TENSION	31
7.4.1	Harmoniques	31
7.4.2	Surtensions impulsionnelles	32
7.5	OBLIGATION DE PRUDENCE DU CLIENT.....	32
7.6	ENGAGEMENTS DU CLIENT EN MATIERE DE LIMITATION DES PERTURBATIONS PROVENANT DE SES INSTALLATIONS	32
7.6.1	Principes.....	32
7.6.2	Fluctuations rapides de la tension.....	33
7.6.3	Déséquilibres de la tension.....	34
7.6.4	Harmoniques	34
7.6.5	Perturbations nécessitant la mise en œuvre de dispositions spécifiques sur le RPT.....	35
8	RESPONSABILITE	36
8.1	RESPONSABILITE DE RTE A L'EGARD DU CLIENT	36
8.2	RESPONSABILITE DU CLIENT A L'EGARD DE RTE	36
8.3	DISPOSITION PARTICULIERE EN CAS DE COUPURE D'UNE DUREE SUPERIEURE A 6 HEURES	36
8.4	MODALITES DE TRAITEMENT DES SINISTRES.....	37
8.5	ASSURANCES	37
8.6	FORCE MAJEURE	38
9	TARIF D'UTILISATION DU RPT	39
9.1	CONTEXTE ET CHAMP D'APPLICATION	39
9.2	PRINCIPES D'APPLICATION DU TURPE	39
9.2.1	Généralités	39
9.2.2	Composante annuelle de gestion	40
9.2.3	Composante annuelle de comptage	40
9.2.4	Composante annuelle des Injections	40
9.2.5	Composante annuelle des Soutirages	40
9.2.6	Composantes mensuelles des Dépassements de la Puissance Souscrite	41
9.2.7	Cas particulier de la « puissance atteinte »	42
9.2.8	Composante annuelle des Alimentations Complémentaires et de Secours.....	42
9.2.9	Composante de regroupement des Points de Connexion	43
9.2.10	Composante annuelle des dépassements ponctuels programmés pour travaux.....	43
9.2.11	Composante annuelle de l'Energie Réactive.....	44
9.2.12	Tarification avec différenciation temporelle (HTA).....	44

10	CONDITIONS DE FACTURATION ET DE PAIEMENT.....	45
10.1	CONDITIONS GENERALES DE FACTURATION.....	45
10.2	MODALITES DE FACTURATION DE LA PART VARIABLE DE LA COMPOSANTE ANNUELLE DES SOUTIRAGES	45
10.3	MODALITES DE CONTESTATION DE LA FACTURE.....	46
10.4	CONDITIONS DE PAIEMENT	46
10.4.1	<i>Païement par chèque ou par virement.....</i>	46
10.4.2	<i>Païement par prélèvement automatique</i>	46
10.5	DEFAUT DE PAIEMENT ET PENALITES EN CAS DE NON-PAIEMENT	47
10.6	PAIEMENT PAR UN TIERS	47
10.7	CONTRIBUTION TARIFAIRE D'ACHEMINEMENT (CTA).....	48
10.8	CONTRIBUTION AU SERVICE PUBLIC DE L'ELECTRICITE (CSPE)	48
11	RATTACHEMENT AU RESPONSABLE D'EQUILIBRE.....	49
12	RATTACHEMENT AU RESPONSABLE DE PROGRAMMATION	49
13	DISPOSITIONS GENERALES	50
13.1	MODIFICATIONS DU CONTRAT	50
13.1.1	<i>Modification du modèle de Contrat.....</i>	50
13.1.2	<i>Entrée en vigueur de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires.....</i>	50
13.1.3	<i>Modification des Conditions Générales du modèle de Contrat.....</i>	50
13.2	CONFIDENTIALITE	50
13.2.1	<i>Nature des informations confidentielles</i>	50
13.2.2	<i>Contenu de l'obligation de confidentialité</i>	50
13.2.3	<i>Durée de l'obligation de confidentialité.....</i>	51
13.3	NOTIFICATIONS.....	51
13.4	CONTESTATIONS	52
13.5	CESSION.....	52
13.6	RESILIATION ET SUSPENSION.....	52
13.7	DECONNEXION DU R.P.T.	53
13.8	ENTREE EN VIGUEUR ET DUREE DU CONTRAT.....	53
13.9	DROIT APPLICABLE ET LANGUE DU CONTRAT.....	53
14	ANNEXE : DEFINITIONS.....	54

1 PREAMBULE

En application des dispositions de l'article L.111-91 du Code de l'énergie, le Producteur¹ bénéficie d'un droit d'accès au Réseau Public de Transport (RPT) pour l'ensemble des Installations de Production énumérées en Annexe 1 des Conditions Particulières Communes, en vue, d'une part, d'injecter l'énergie électrique produite par les Installations de Production et, d'autre part, de soutirer l'énergie électrique nécessaire à la consommation de ces mêmes installations.

A cet effet, un contrat d'accès au réseau est conclu entre les gestionnaires des réseaux et les Installations de Production raccordées à ces réseaux pour permettre l'exécution des contrats de fourniture.

Le raccordement des Installations de Production (ci-après également les Sites) aux réseaux publics d'électricité, dans les conditions déterminées par les textes réglementaires applicables, est un préalable à l'accès aux réseaux. Ce raccordement donne lieu à une convention de raccordement.

Le présent Contrat constitue le contrat d'accès au Réseau Public de Transport d'électricité (RPT) des Installations de Production.

Des Prestations Annexes peuvent, en outre, être souscrites par les Sites, notamment dans le domaine du comptage et du décompte des flux, ainsi que, le cas échéant, dans le domaine de la qualité de l'électricité. Elles sont publiées dans le catalogue des Prestations Annexes disponible sur le site internet de RTE (www.rte-france.com).

RTE rappelle enfin l'existence de la Documentation Technique de Référence. Cette documentation expose les principes généraux de gestion et d'utilisation du Réseau Public de Transport d'électricité que RTE applique à l'ensemble des Installations de Production. La Documentation Technique de Référence (DTR) est également disponible sur le site internet de RTE.

2 PERIMETRE CONTRACTUEL

Le Contrat d'Accès au Réseau Public de Transport d'électricité (CART) pour les Installations de Production raccordées à ce réseau comprend les pièces suivantes :

- les présentes Conditions Générales ;
- les Conditions Particulières, constituées des Conditions Particulières Communes et des Conditions Particulières Site dont le Client reconnaît avoir pleinement connaissance et dont il déclare accepter sans réserve toutes les dispositions ;
- et leurs Annexes.

Les Conditions Particulières prévalent sur les Conditions Générales.

Ces pièces constituent l'intégralité et l'exclusivité de l'accord des Parties quant à leur objet.

Elles annulent et remplacent toutes lettres, propositions, offres et conventions antérieures portant sur le même objet.

¹ Personne titulaire de l'autorisation d'exploiter ou réputée autorisée au sens des articles L.311-1, L.311-5 et L.311-6 du Code de l'énergie et titulaire du présent Contrat (dénommé également le Client dans le Contrat).

3 OBJET

Les présentes Conditions Générales définissent les modalités d'accès au Réseau Public de Transport (RPT) pour une Installation de Production.

Elles définissent également les modalités relatives au Soutirage d'électricité sur le RPT, celui-ci pouvant être nécessaire au fonctionnement des Groupes de Production établis sur ce Site.

Les Conditions Générales et la trame-type des Conditions Particulières sont publiées sur le site internet de RTE (www.rte-france.com), après approbation par la Commission de Régulation de l'Energie (la CRE).

Les mots ou groupes de mots utilisés dans le présent contrat et dont la première lettre est en majuscule sont définis dans l'Annexe « Définitions ».

4 COMPTAGE

RTE prend à l'égard des Sites raccordés au RPT des engagements relatifs au comptage. Ces engagements visés au présent chapitre sont pris en application des dispositions du Cahier des Charges du RPT.

Le Client prend aussi des engagements détaillés ci-après en ce qui concerne les Installations de Comptage.

Le respect des engagements de chacune des Parties conditionne la fiabilité des Données de Comptage.

4.1 Engagements des Parties relatifs aux Installations de Comptage

Toute modification des Installations de Comptage donne lieu à une mise à jour de la convention de raccordement, si elle existe, et de l'article 3 des Conditions Particulières Site.

4.1.1 Description d'une Installation de Comptage

Une Installation de Comptage est un ensemble constitué :

- de transformateurs de mesure de tension et de courant,
- d'un Dispositif de Comptage,
- d'une alimentation électrique,
- d'une interface avec le réseau public téléphonique commuté,
- de câbles et dispositif de liaison entre ces composants.

Le Dispositif de Comptage est lui-même constitué :

- de Compteurs,
- d'un Bornier,
- d'une horloge synchronisée par trame radio ou émission GPS,
- de câbles et dispositif de liaison entre ces différents composants.

Ces composants sont installés dans une structure d'accueil.

Les Installations de Comptage doivent se situer dans les locaux du Client.

Les Installations de Comptage nécessaires pour mesurer les flux d'énergie échangés par le Client avec RTE en un Point de Connexion sont installées au plus près de ce Point de Connexion, conformément à la Documentation Technique de Référence.

Le Point de Comptage est le point physique où sont placés les transformateurs de mesure de courant et de tension destinés au comptage des flux d'énergie.

Les composants des Installations de Comptage dont le Client est propriétaire sont indiqués à l'article 4.1.2 ci-après.

Les Installations de Comptage dédiées au Client permettant de facturer l'accès au RPT et de calculer les Injections et Soutirages du Site sont décrites à l'article 3.6 des Conditions Particulières Site.

4.1.2 Fourniture et pose des composants des Installations de Comptage appartenant au Client

Les composants des Installations de Comptage appartenant au Client sont les suivants :

- transformateurs de mesures de courant et de tension,
- alimentation électrique,
- interface avec le réseau public téléphonique commuté,
- câbles permettant le raccordement de ces composants au Dispositif de Comptage.

Les composants des Installations de Comptage appartenant au Client sont fournis et posés par le Client.

Les caractéristiques que doivent présenter ces composants sont précisées par RTE dans la Documentation Technique de Référence.

Ils sont installés en un lieu approprié choisi d'un commun accord, dont les caractéristiques sont également indiquées dans la Documentation Technique de Référence.

Les câbles entre les transformateurs de mesure et le Dispositif de Comptage constituent le circuit de mesure. Ils sont fournis et posés par le Client dans le respect de la réglementation et des normes techniques en vigueur. Ils sont réservés à l'usage exclusif de RTE.

Le Client met à la disposition de RTE les certificats de vérification et/ou d'essais attestant de la conformité, au moment de la pose, des composants des Installations de Comptages lui appartenant, dont les caractéristiques sont précisés dans la Documentation Technique de Référence.

.

4.1.3 Fourniture et pose des Dispositifs de Comptage

RTE fournit et est propriétaire des Dispositifs de Comptage, à l'exception des cas où le Client demande à en être, à ses frais, le propriétaire.

La Partie propriétaire des Dispositifs de Comptage est précisée à l'article 3.6 des Conditions Particulières Site.

Les Dispositifs de Comptage sont fournis et branchés par la Partie propriétaire :

- aux transformateurs de mesure de courant et de tension,
- à l'alimentation électrique,
- à l'interface avec le réseau public téléphonique commuté.

Ils sont installés en un lieu approprié choisi d'un commun accord, dont les caractéristiques sont précisées dans la Documentation Technique de Référence.

Les composants du Dispositif de Comptage sont conformes aux prescriptions de la Documentation Technique de Référence.

La Partie propriétaire tient à la disposition de l'autre Partie les certificats de vérification et/ou d'essais attestant de leur conformité, au moment de la pose, à la réglementation et aux normes techniques visées dans la Documentation Technique de Référence.

4.1.4 Etalonnage, programmation, relève et contrôle des Installations de Comptage

RTE réalise l'étalonnage, la programmation des Installations de Comptage, ainsi que le contrôle de la conformité des Installations de Comptage aux prescriptions de la Documentation Technique de Référence.

L'étalonnage, la programmation, le contrôle et la pose de scellés sont menés de manière contradictoire avec le Client.

RTE assure la relève des Compteurs.

RTE effectue ces opérations selon des procédures qui sont tenues à la disposition du Client, et dans les conditions de responsabilité visées à l'article 8.1.

Le Client doit, quant à lui, prendre les mesures de manière à ce qu'il ne soit pas porté atteinte au fonctionnement des Installations de Comptage, notamment par un tiers lorsque les Installations de Comptage sont situées dans les locaux du Client.

4.1.5 Vérification contradictoire des Installations de Comptage à la demande d'une Partie

Tout composant des Installations de Comptage peut donner lieu à une vérification contradictoire de son bon fonctionnement à l'initiative du Client ou de RTE.

Lorsque la vérification ne démontre pas de dysfonctionnement, la Partie ayant demandé la vérification prend à sa charge les frais de vérification.

Lorsque la vérification démontre un dysfonctionnement, la Partie propriétaire des composants défectueux les remet en état conformément à la Documentation Technique de Référence. Cette remise en état intervient dans un délai de quinze Jours à compter de la date de la vérification contradictoire. Elle prend également à sa charge les frais de vérification.

RTE procède aux régularisations des Données de Comptage ainsi qu'aux rectifications de facturation aux frais de la Partie propriétaire des composants défectueux.

En cas de non-respect par le Client, lorsqu'il est propriétaire des Installations de Comptage, du délai de quinze Jours susmentionné :

- RTE est légitime à mettre en œuvre et à refacturer les moyens nécessaires pour obtenir et/ou reconstituer les Données de Comptage.
- RTE installe des Installations de Comptage de substitution. Ces installations sont déposées à la mise en conformité des Installations de Comptage du Client. Les frais d'installation, d'entretien et de dépose des Installations de Comptage de substitution sont à la charge du Client.

4.1.6 Maintenance et renouvellement des Installations de Comptage

Chaque Partie propriétaire d'un composant d'une Installation de Comptage est responsable de sa maintenance et de son renouvellement.

En cas de dysfonctionnement d'un composant d'une Installation de Comptage, la Partie propriétaire doit intervenir au plus tard sous 3 Jours Ouvrés, à compter du constat du dysfonctionnement, pour y

CG DU CART PRODUCTEUR

remédier. La Partie propriétaire Notifie à l'autre Partie la date et la nature de cette opération de maintenance. En cas d'impossibilité de respecter ce délai constatée par les Parties, celles-ci conviennent d'un nouveau délai.

Chaque Partie propriétaire peut remplacer les composants des Installations de Comptage lui appartenant par des équipements de nouvelle génération en cours d'exécution du Contrat dans le respect des exigences de la Documentation Technique de Référence.

Dans ce cas, et plus généralement pour toute opération de renouvellement, la Partie propriétaire Notifie préalablement à l'autre Partie la date prévisionnelle de mise en service de ces nouveaux composants. Après cette information, les Parties se rapprochent pour programmer les travaux de mise en place de ces composants. Les Installations de Comptage existantes sont utilisées jusqu'à la date effective de mise en service des nouvelles Installations telle que Notifiée par la Partie propriétaire.

La modification de composants des Installations de Comptage, notamment en raison de leur obsolescence, peut rendre nécessaire la modification des composants appartenant à l'autre Partie. Dans ce cas, cette dernière procède, à ses frais, à cette modification dûment justifiée dans les conditions visées précédemment, moyennant un délai de prévenance raisonnable et dans le respect des exigences de la Documentation Technique de Référence.

4.1.7 Accès aux Installations de Comptage

RTE peut accéder à tout moment, sous réserve d'une information préalable, aux locaux dans lesquels sont installés les composants des Installations de Comptage. Le Client doit prendre toutes les dispositions nécessaires pour que les personnes autorisées par RTE puissent, dans les 24 heures suivant sa demande, avoir accès aux locaux où sont situées les Installations de Comptage et disposer d'une autorisation de travail sur le Site.

4.2 Modalités de corrections des Données de Comptage

Si les Installations de Comptage sont installées sur des circuits à une tension différente de la tension de raccordement et/ou éloignés du Point de Connexion, les données télé-relevées sont corrigées par application de coefficients correcteurs C_a (multiplicatif) pour l'Energie Active et $C_{réa}$ (additif) pour l'Energie Réactive, fixés aux articles 4.1 et 4.2 des Conditions Particulières Site.

Le Client peut fournir à RTE les coefficients correcteurs C_a (multiplicatif) pour l'Energie Active et $C_{réa}$ (additif) pour l'Energie Réactive, s'il dispose des justificatifs attestant des valeurs de ces coefficients (par exemple, attestations du fabricant). Dans ce cas, RTE applique les coefficients fournis par le Client.

4.2.1 Puissance et Energie Actives

Dans les conditions normales (hors transformateurs spéciaux et marche à vide fréquente par exemple), les pertes de transformation dépendent de la puissance nominale P_i des transformateurs :

Puissance nominale P_i du transformateur	pertes de transformation
$P < 10$ MVA	+ 1 %
$10 \text{ MVA} \leq P < 25$ MVA	+ 0,7 %
$25 \text{ MVA} \leq P < 50$ MVA	+ 0,6 %
$P \geq 50$ MVA	+ 0,5 %

CG DU CART PRODUCTEUR

En cas de Point de Connexion à plusieurs transformateurs (n transformateurs) de puissance nominale P_i et de pertes de transformation t_i différentes, les pertes de transformation au Point de Connexion sont égales à :

$$\frac{\sum_{i=1}^n P_i \times t_i}{\sum_{i=1}^n P_i}$$

En cas de changement de transformateur par le Client, celui-ci Notifie préalablement à RTE la nouvelle puissance nominale afin de tenir compte des nouvelles pertes de transformation.

Les pertes sur liaisons (lignes ou câbles) sont définies selon le niveau de tension considéré à savoir :

Niveau de tension	Pertes sur liaisons
HTA	+ 0,4 % par km
HTB1	+ 0,1 % par km
HTB2	+ 0,03 % par km
HTB3	+0.015% par km

4.2.2 Energie Réactive

Dans les conditions normales, pour tenir compte des pertes de transformation, la tangente Phi est corrigée d'une constante additive $C_{réa}$ dépendant des tensions primaire et secondaire :

Type de transformation	$C_{réa}$
HTB2/HTB1	+ 0,05
HTB2/HTA et HTB1/HTA	+ 0,09

4.3 Modalités d'obtention et de traitement des Données de Comptage

4.3.1 Obtention des Données de Comptage

Les Données de Comptage sont obtenues à l'aide des Compteurs décrits à l'article 3.6 des Conditions Particulières Site et, en priorité, à l'aide du Compteur de Référence, sinon des autres Compteurs disponibles.

Les Données de Comptage servent de référence pour la facturation de l'accès au réseau et pour le Décompte des Energies selon les Règles.

En cas de contestation, les Données de Comptage qui font foi sont celles mémorisées par les composants des Installations de Comptage si ces données existent.

4.3.2 Règles d'arrondi

Les Données de Comptages par pas de 10 minutes sont traitées en valeurs entières de kW et de kVar en ce qui concerne respectivement l'Energie Active et l'Energie Réactive.

Les valeurs calculées sont systématiquement arrondies au nombre de chiffres significatifs selon les règles suivantes :

CG DU CART PRODUCTEUR

- Une décimale non significative égale à 0-1-2-3 ou 4 n'incrémente pas la décimale significative ;
- Une décimale non significative égale à 5-6-7-8 ou 9 incrémente la décimale significative.

4.3.3 Traitement des Données de Comptage en cas d'indisponibilité d'une Installation de Comptage

Dans l'hypothèse où aucun des Compteurs visés à l'article 4.3.1 ci-dessus n'est disponible, il est fait application des règles suivantes :

- Pour les données d'Energie Active :
 - Pour les absences de données inférieures à une heure, les grandeurs manquantes sont remplacées par interpolation linéaire ;
 - Pour les absences de données égales ou supérieures à une heure, les grandeurs manquantes sont remplacées par des valeurs introduites manuellement par RTE à partir des données disponibles que RTE pourra fournir. RTE Notifie ces valeurs au Client.
A défaut de données disponibles fournies par RTE, le Client fournit à RTE des données mesurées. Les grandeurs manquantes sont remplacées par des valeurs introduites manuellement par RTE à partir des données mesurées par le Client. RTE Notifie ces valeurs au Client.
A défaut de données disponibles fournies par RTE, et si le Client ne dispose pas de données mesurées, RTE procède à la recopie des valeurs d'une période similaire définie conjointement avec le Client.
- pour les données d'Energie Réactive :
 - Les valeurs manquantes sont mises à zéro indépendamment de la durée de l'absence des données. Ces valeurs remises à zéro ne pourront pas être utilisées par RTE pour vérifier le respect par le Producteur de ses engagements de fourniture ou d'absorption de l'Energie Réactive.

4.3.4 Régularisation des Données de Comptage

Pour toute régularisation des Données de Comptage, une régularisation de facturation est effectuée. Cette facture de régularisation, bien que portant sur une période antérieure, n'entraîne pas l'application de pénalités sur la période considérée. En revanche, les pénalités de retard s'appliquent si cette facture de régularisation n'est pas réglée dans les conditions visées à l'article 10.5 ci-après. Les régularisations sont soumises à la prescription quinquennale de l'article 110-4 du code de commerce.

Cette régularisation est Notifiée au Client par RTE. Sans opposition du Client par voie de Notification dans un délai qui n'excède pas trente Jours à compter de la Notification par RTE, la régularisation des Données de Comptage est intégrée dans la prochaine facture. Le Responsable d'Equilibre du Client a connaissance des données régularisées via les données publiées, dans les conditions fixées par les Règles.

4.4 Prestations relatives à l'accès aux Données de Comptage

Les Données de Comptage appartiennent au Client. Le Client peut autoriser RTE à communiquer les Données de Comptage à un tiers qu'il désigne à l'article 5.2 des Conditions Particulières Site.

Le Client est seul responsable de l'utilisation que lui-même ou, le cas échéant, le tiers désigné par ses soins, fait de ces informations.

4.4.1 Mise à disposition des Données de Comptage

RTE met à la disposition du Client, chaque semaine, les Données de Comptage Brutes et Validées par RTE. Le Client peut toutefois opter, à l'article 5.1 des Conditions Particulières Site, pour une mise à disposition mensuelle.

Cette mise à disposition se fait par messagerie informatique sécurisée.

4.4.2 Accès direct aux Données de Comptage

Le Client peut accéder à l'ensemble des Données de Comptage Brutes délivrées par les Installations de Comptage du Site suivant les modalités exposées dans la Documentation Technique de Référence.

Deux possibilités d'accès direct aux Données de Comptage sont offertes au Client :

- RTE met à la disposition exclusive du Client, à sa demande, les énergies mesurées à partir d'un Bornier auquel il a accès. La mesure est délivrée par des impulsions dont le calibrage est effectué par RTE. La référence horaire utilisée par le comptage est sous forme de « top horaire ».

Le poids des impulsions est indiqué à l'article 5.2 des Conditions Particulières Site.

- Le Client peut télé-relever directement les données du Compteur de Référence.

Les modalités de télé-relevé par le Client sont précisées à l'article 5.2 des Conditions Particulières Site. Y figure en particulier la plage horaire de télé-relevé préférentielle. Néanmoins, le Client peut télé-relever ponctuellement en dehors de cette plage horaire dans les conditions visées à l'article 5.2 précité.

Dans le cadre de ses missions, RTE peut être amené à modifier cette plage horaire préférentielle après concertation avec le Client et sous réserve du respect d'un préavis de 3 Jours.

Le télé-relevé du Compteur de Référence est protégé par un mot de passe propre au Client et configuré par RTE.

Si le Client souhaite modifier son mot de passe, il en Notifie la demande à RTE.

Dans ce cas, RTE s'engage à reconfigurer les Compteurs et à Notifier au Client le nouveau mot de passe dans un délai d'un mois à compter de la réception de la demande.

RTE ne pourra être tenu responsable si le Client ne demande pas la modification du mot de passe notamment en cas de changement d'interlocuteur désigné par le Client à l'Annexe 5 des Conditions Particulières Site.

CG DU CART PRODUCTEUR

Dans tous les cas, le Client s'engage à ne pas modifier les paramètres et les Données de Comptage du Compteur de Référence.

4.5 Prestations Annexes relatives au comptage et au décompte des flux

RTE rappelle l'existence de Prestations Annexes dans les domaines du comptage et du décompte des flux, à la demande du Client. Ces prestations sont publiées dans le catalogue des Prestations Annexes disponible sur le site internet de RTE (www.rte-france.com).

Elles regroupent, notamment,

- un service de mise à disposition en temps réel des grandeurs électriques (P,Q,U,I...) sous forme analogique ;
- un service de totalisation de Données de Comptage ; ce service permet d'effectuer, en local, la totalisation des données de plusieurs Points de Comptage et de mettre à disposition les impulsions d'énergie totalisées correspondantes (en plus des impulsions d'énergie originelles de chacun des Points de Comptage) ;
- un service de décompte des flux pour permettre d'individualiser les flux d'électricité du Client et d'éventuel(s) Site(s) en Décompte et d'affecter les flux correspondants au Responsable d'Equilibre déclaré par chacun.

5 PUISSANCE SOUSCRITE

La Puissance Souscrite (PS) est fixée par le Client en fonction de ses besoins vis-à-vis du RPT en matière de Soutirage.

La Puissance Souscrite est un élément de la facture annuelle d'accès au réseau du Client comme indiqué au chapitre 9 des Conditions Générales.

La Puissance Souscrite est en permanence à la disposition du Client, sous les réserves exposées aux chapitres 6 et 7, ainsi qu'aux articles 8.6, 10.5, et 13.8.

5.1 Fixation de la Puissance Souscrite pour une Période de Souscription d'un an

Le Client fixe la Puissance Souscrite à l'article 6.1 des Conditions Particulières Site pour une durée d'un an, appelée Période de Souscription.

Pour modifier la Puissance Souscrite sur une nouvelle Période de Souscription d'un an, le Client Notifie sa demande à RTE au plus tard à la fin du premier mois suivant l'expiration de cette Période de Souscription.

A défaut d'une telle Notification, la Puissance Souscrite est tacitement reconduite pour une nouvelle Période de Souscription d'un an.

A la demande du Client, RTE fournit, dans le cadre de ses missions, des conseils sur le choix de la souscription de puissance, dans les conditions de responsabilité de droit commun.

5.2 Modalités d'application de la Puissance Souscrite

5.2.1 Cas général : par Point de Connexion d'une alimentation

La Puissance Souscrite est définie par Point de Connexion de l'Alimentation Principale.

Si le Client dispose d'une Alimentation de Secours relevant d'un Domaine de Tension inférieur à celui de l'Alimentation Principale, il choisit alors aussi une Puissance Souscrite par Point de Connexion de l'Alimentation de Secours. Cette PS doit alors être inférieure ou égale à celle souscrite au Point de Connexion de son/ses Alimentation(s) Principale(s).

5.2.2 Cas particuliers : par Point de Connexion Confondu ou Point de Regroupement

- par Point de Connexion Confondu

Si le Client dispose de plusieurs Points de Connexion aux réseaux publics en HTB ou en HTA, tout ou partie de ces points sont confondus si, en régime normal d'exploitation des ouvrages électriques du Client, tel que convenu contractuellement avec RTE, ils sont reliés par des ouvrages électriques du Client au même Domaine de Tension.

La Puissance Souscrite est alors fixée au Point de Connexion Confondu. Elle est déterminée par le Client à partir de la courbe synchrone résultant de la superposition des courbes d'Injection et de Soutirage des différents Points de Connexion Confondus.

Le Point de Connexion Confondu est mentionné à l'article 6.1 des Conditions Particulières Site.

CG DU CART PRODUCTEUR

Les dispositions du présent Contrat qui s'appliquent au Point de Connexion s'appliquent également au Point de Connexion Confondu.

- Par Point de Regroupement

Si le Client dispose sur le Site de plusieurs Points de Connexion relevant du même Domaine de Tension, il peut opter en faveur du regroupement tarifaire de tout ou partie de ces Points de Connexion. Le regroupement est limité au périmètre d'un même Site.

La Puissance Souscrite est déterminée par le Client à partir de la courbe synchrone résultant de la superposition des courbes d'Injection et de Soutirage des différents Points de Connexion regroupés.

Le Point de Regroupement est mentionné à l'article 6.2 des Conditions Particulières Site.

A l'issue de chaque Période de Souscription, le regroupement et la Puissance Souscrite correspondant à la Période de Souscription précédente sont tacitement reconduits pour une nouvelle Période de Souscription, sauf Notification du Client selon les délais de Notification indiqués à l'article 5.3.4.

En effet, le Client peut :

- Soit Notifier à RTE qu'il met fin au regroupement. Dans ce cas, il fixe une Puissance Souscrite pour chaque Point de Connexion pour 12 mois. Lorsque le Client a mis fin au regroupement, il ne peut, au cours de la Période de Souscription suivante, procéder au regroupement de tout ou partie des Points de Connexion anciennement regroupés ;

- Soit Notifier à RTE, le cas échéant, la nouvelle Puissance Souscrite au Point de Regroupement au titre de la nouvelle Période de Souscription.

Le Client peut également opter pour le regroupement en cours d'exécution du Contrat. A cet effet, il Notifie sa demande à RTE dans les conditions visées précédemment et il est établi ensuite un avenant au Contrat.

Le regroupement prend effet à la date indiquée par le Client qui est obligatoirement le premier Jour d'un mois et au plus tôt le premier Jour du mois suivant la Notification.

5.3 Modalités de modification de la Puissance Souscrite au cours d'une Période de Souscription

5.3.1 Réduction de la Puissance Souscrite

Le Client peut réduire sa Puissance Souscrite par Notification sous réserve qu'il n'ait pas procédé à une augmentation de Puissance Souscrite au cours des 12 derniers mois.

Toute réduction de Puissance Souscrite doit être au moins égale :

- à 200 kW lorsque la Puissance Souscrite est supérieure ou égale à 4 MW ;
- à 5 % de la Puissance Souscrite lorsque celle-ci est inférieure à 4 MW.

La réduction de Puissance Souscrite prend effet à la date indiquée par le Client qui est obligatoirement le premier Jour d'un mois et au plus tôt le premier Jour du mois de la Notification.

CG DU CART PRODUCTEUR

Toute réduction de la Puissance Souscrite ouvre une nouvelle Période de Souscription de 12 mois, sauf dans le cas où la réduction conduit à une Puissance Souscrite nulle, correspondant à une cessation d'activité.

5.3.2 Augmentation de la Puissance Souscrite

- Cas général

Le Client peut augmenter à tout moment sa Puissance Souscrite par Notification.

Toute augmentation de la Puissance Souscrite doit être au moins égale :

- à 200 kW lorsque la Puissance Souscrite est supérieure ou égale à 4 MW ;
- à 5 % de la Puissance Souscrite lorsque celle-ci est inférieure à 4 MW.

L'augmentation de la Puissance Souscrite prend effet à la date indiquée par le Client qui est obligatoirement le premier Jour d'un mois et au plus tôt le premier Jour du mois de la Notification.

En cas d'augmentation de la Puissance Souscrite nécessitant l'exécution de travaux sur le RPT, il est procédé comme indiqué à l'article 5.5 ci-après.

- Cas d'une hausse après baisse

Si dans les 12 mois précédant le premier Jour du mois de l'augmentation prévue, le Client a procédé à une réduction de sa Puissance Souscrite, il est fait application des règles suivantes :

Si la puissance résultant de l'augmentation est inférieure à la Puissance Souscrite en vigueur 12 mois auparavant :

- L'augmentation de Puissance Souscrite prend effet à la date d'effet de la première baisse intervenue au cours des 12 derniers mois qui a conduit à une puissance inférieure ou égale à la nouvelle Puissance Souscrite. La Période de Souscription court à compter de cette date ;
- Les dépassements de Puissance Souscrite facturés au Client précédemment restent acquis à RTE.

Si la puissance résultant de l'augmentation est supérieure ou égale à la Puissance Souscrite en vigueur 12 mois auparavant :

- L'augmentation de Puissance Souscrite prend effet à la date indiquée par le Client qui est obligatoirement le premier Jour d'un mois et au plus tôt le premier Jour du mois de la Notification ;
- Les réductions de Puissance Souscrite intermédiaires intervenues au cours des 12 mois précédents sont annulées et la Puissance Souscrite en vigueur 12 mois auparavant est appliquée jusqu'à la date d'effet de la nouvelle Puissance Souscrite ;
- Les dépassements de Puissance Souscrite facturés au Client précédemment restent acquis à RTE.

5.3.3 Cas particulier de la « puissance atteinte »

Si le Client souhaite augmenter sa Puissance Souscrite afin de faire fonctionner un outil électro-consommateur nouvellement installé, il peut demander à RTE, par voie de Notification, l'ouverture d'une période « à la puissance atteinte », afin d'établir une Puissance Souscrite supérieure à la précédente. Il joint à sa demande les éléments justificatifs relatifs à l'installation d'un nouvel outil électro-consommateur.

CG DU CART PRODUCTEUR

Cette période d'observation débute le premier Jour du mois suivant la demande et sa durée est limitée à 3 mois. La demande visée ci-dessus peut être faite dans la limite de 2 fois par année civile.

Pendant la période d'observation, le Client accepte une valorisation mensuelle de la Puissance Souscrite sur la base de la moyenne des 3 puissances maximales atteintes sur 3 Jours différents du mois. Toutefois, la puissance retenue ne peut être inférieure à la Puissance Souscrite avant l'ouverture de la période d'observation. La mise à disposition de puissance se fait dans la limite des capacités des ouvrages existants.

A l'issue de la période d'observation, le Client souscrit suivant les modalités exposées à l'article 5.3.2 une nouvelle puissance au moins égale à la Puissance Souscrite avant la période d'observation. La nouvelle souscription ouvre une nouvelle Période de Souscription.

Les dispositions du présent article s'appliquent également au cas d'un Site nouvellement raccordé au RPT.

5.3.4 Modalités de Notification de changement de Puissance Souscrite

Pour modifier sa Puissance Souscrite, le Client Notifie sa demande à RTE qui, dans le cadre des règles de modification de la Puissance Souscrite expliquées ci-dessus, Notifie sa réponse et la date d'effet dans un délai de 8 Jours à compter de la réception de la Notification du Client.

La réception par le Client de la Notification de RTE vaut avenant au Contrat.

5.4 Cas d'une tarification avec différenciation temporelle (HTA)

Les modalités de fixation, d'application et de modification de la Puissance Souscrite décrites ci-dessus s'appliquent à la Puissance Souscrite pour chaque Classe Temporelle.

Quel que soit i , les Puissances Souscrites doivent être telles que $PS_{i+1} \geq PS_i$

où :

i désigne la classe temporelle ;
 PS_i est la Puissance Souscrite pour la Classe Temporelle i .

La Puissance Souscrite Pondérée se calcule comme suit :

$$PS_{pondérée} = k_1 \cdot PS_1 + \sum_{i=2}^n k_i \cdot (PS_i - PS_{i-1})$$

où :

i désigne la classe temporelle ;
 PS_i est la Puissance Souscrite pour la Classe Temporelle i ;
 k_i est le coefficient pondérateur de la puissance par Classe Temporelle i ;
 k_1 et PS_1 sont définis dans la décision tarifaire visée à l'Annexe 2 des Conditions Particulières Site ;
la valeur des coefficients k_i sont définis dans la décision tarifaire visée à l'Annexe 2 des Conditions Particulières Site.

5.5 Règles d'attribution d'une augmentation de Puissance Souscrite

Si la nouvelle puissance demandée est inférieure à la Puissance de Raccordement, la nouvelle puissance est attribuée au Client. Si nécessaire, RTE procèdera à ses frais et dans les meilleurs délais aux renforcements de réseau pour mettre à disposition la puissance demandée.

Si la nouvelle puissance demandée est supérieure à la Puissance de Raccordement et que la capacité d'accueil du réseau existant ne permet pas de mettre à disposition la puissance demandée, du fait de l'existence de contraintes sur le réseau qui relie le Point de Connexion au poste de transformation vers la tension supérieure la plus proche, l'augmentation de puissance n'est attribuée qu'après réalisation des travaux de renforcement. Ces travaux font l'objet d'une participation financière du Client, dans les conditions fixées dans la Proposition Technique et Financière. Une fois ces travaux effectués, la convention de raccordement et les Conditions Particulières Site sont mises à jour. Le cas échéant, s'il n'en existe pas, une convention de raccordement est établie.

Dans le cas d'un Point de Connexion Confondu ou Point de Regroupement, le Client fixe la Puissance Souscrite au Point de Connexion Confondu ou au Point de Regroupement pour une Période de Souscription, sous réserve de ne pas dépasser, par Point de Connexion, la Puissance de Raccordement des ouvrages existants.

Si le Client demande une Puissance Souscrite qui dépasse, au Point de Connexion Confondu ou au Point de Regroupement, la capacité des ouvrages existants et qui nécessite l'exécution de travaux sur le RPT, il est procédé comme indiqué précédemment dans le cas où la nouvelle puissance demandée est supérieure à la Puissance de Raccordement.

5.6 Dépassements de la Puissance Souscrite

Le dépassement est la puissance appelée par le Client en excédent de la Puissance Souscrite au cours d'un mois donné.

RTE n'est pas tenu de répondre favorablement aux appels de puissance qui dépasseraient la Puissance Souscrite, dès lors qu'ils sont susceptibles d'engendrer des troubles dans l'exploitation des réseaux publics.

En cas de dépassements répétés entraînant de tels troubles, RTE peut prendre, après concertation avec le Client et aux frais de ce dernier, toutes dispositions ayant pour effet d'empêcher le renouvellement des dépassements, par exemple la pose d'un disjoncteur dans le poste du Client réglé de manière à déclencher pour une puissance instantanée excédant de 10 % la Puissance Souscrite.

Les Dépassements de Puissance Souscrite donnent lieu au paiement des composantes mensuelles visées à l'article 9.2.6 et calculées à partir des valeurs indiquées dans l'Annexe 2 des Conditions Particulières Site.

5.7 Dépassements ponctuels programmés pour travaux

Conformément aux dispositions du texte réglementaire fixant les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (TURPE), le Client peut demander à RTE à bénéficier, entre le 1er mai et le 31 octobre d'une même année, de dépassements ponctuels programmés pour répondre à des besoins ponctuels programmés d'augmentation de puissance liés à des travaux sur ses installations.

Il Notifie cette demande à RTE dans un délai compris entre 15 et 30 Jours avant l'ouverture de la période durant laquelle il souhaite bénéficier de tels dépassements.

Le Client précise dans sa demande :

CG DU CART PRODUCTEUR

- Les références du Point de Connexion ou du Point de Regroupement concerné ;
- La période pendant laquelle il souhaite bénéficier de dépassements ponctuels programmés (Jour et heure du début et de la fin de la période) ;
- La puissance maximale demandée.

Le Client joint les documents justifiant la réalité des travaux à réaliser sur ses installations. Il conserve ces documents justificatifs pendant 5 ans (par exemple, des bons d'exécution de travaux,...).

A l'expiration d'un délai de 10 Jours à compter de la réception de la demande, celle-ci est réputée acceptée par RTE, sauf si ce dernier a Notifié au Client dans ce délai une décision motivée de refus fondée sur des contraintes de réseau.

Le bénéfice de dépassements ponctuels programmés est accordé pour une durée maximale de 14 Jours consécutifs par année civile.

Pendant la période considérée :

- La puissance demandée par le Client au-delà de la Puissance Souscrite n'est mise à sa disposition que si les capacités d'accueil du réseau le permettent ;
- En deçà de la puissance maximale accordée par RTE, les dépassements de Puissance Souscrite sont soumis au tarif de la composante annuelle des dépassements ponctuels programmés qui se substitue aux composantes mensuelles des dépassements de Puissance Souscrite ;
- Au-delà de la puissance maximale accordée par RTE, les dépassements sont soumis au tarif des dépassements de Puissance Souscrite ;
- L'énergie consommée est prise en compte dans la composante annuelle des Soutirages.

Les dispositions du présent article ne s'appliquent pas à une Alimentation de Secours dès lors que celle-ci relève d'un niveau de tension inférieure à celui de l'Alimentation Principale.

6 MAINTENANCE, RENOUVELLEMENT, DEVELOPPEMENT ET REPARATION DES OUVRAGES

RTE peut interrompre le service d'accès au Réseau Public de Transport (RPT) pour permettre la maintenance, le renouvellement, le développement et la réparation des ouvrages du RPT.

RTE s'efforce de réduire au minimum les interventions entraînant une interruption du service et de les programmer, dans la mesure du possible, aux dates et heures susceptibles de causer le moins de gêne possible au Client.

RTE prend à l'égard des Clients raccordés au RPT des engagements concernant les Interruptions Programmées. Ces engagements visés à l'article 6.2 ci-après sont pris en application des dispositions du Cahier des Charges du RPT.

Si le Client souhaite une intervention nécessitant des modes opératoires particuliers (utilisation de moyens spéciaux, intervention hors Heures ou Jours Ouvrés,...), RTE étudie la faisabilité et les surcoûts associés et les communique au Client pour accord préalable, conformément à l'article 6.2.3 ci-après.

Toute intervention sur des alimentations exploitées par un autre gestionnaire de réseau, ne relève pas du Contrat et fait l'objet, le cas échéant, de modalités convenues entre le Client et ce dernier.

6.1 Interruption liée à une intervention urgente

En cas d'incident nécessitant une intervention urgente sur un ouvrage alimentant le Client, la mise hors service de l'ouvrage concerné intervient soit immédiatement, si la situation l'impose, soit dans un délai maximal fixé par RTE.

Si l'incident exige une intervention immédiate, RTE prend d'urgence les mesures nécessaires et prévient dans les meilleurs délais le Client de l'intervention et de sa durée probable.

Si l'intervention peut être différée, RTE communique au Client le délai maximal de mise hors service de l'ouvrage et la durée prévue de l'intervention. Après concertation sur les dates et heures susceptibles de causer la moindre gêne au Client et permettant d'assurer une remise en état de l'ouvrage dans le délai imparti, RTE Notifie au Client la date, l'heure et la durée fixées pour la mise hors service.

A la suite de la remise en service de l'ouvrage, RTE Notifie au Client les éléments ayant caractérisé l'urgence de l'intervention.

6.2 Interruptions Programmées

6.2.1 Engagement de RTE

6.2.1.1 Nature de l'engagement

RTE s'engage, au niveau de chaque Point de Connexion du Site au RPT, à faire ses meilleurs efforts afin de faire coïncider les Interruptions Programmées avec les Indisponibilités des Groupes de Production.

Si cela s'avère impossible, RTE s'engage sur une durée maximale d'Interruptions Programmées de 5 Jours Ouvrés sur une période de 3 années calendaires à compter de la date fixée à l'article 7-1 des Conditions Particulières Site.

CG DU CART PRODUCTEUR

Au-delà de la durée maximale susvisée, RTE indemnise le Client sur le fondement des dispositions prévues à l'article 6.2.4 ci-après.

Cet engagement repose sur l'utilisation de modes opératoires habituels : intervention sur des ouvrages hors tension, entre 8 heures et 18 heures pendant les Jours Ouvrés, sans restitution intermédiaire.

S'il est mis fin au Contrat et qu'un nouveau Contrat est conclu avant le terme de cette période de 3 ans, cette même période se poursuit jusqu'à son terme dans le nouveau Contrat conclu avec le Client.

Si le Site est alimenté par l'intermédiaire de plusieurs Points de Connexion au RPT, l'engagement de RTE est pris pour chacun de ces Points de Connexion, les interruptions étant programmées pour chacun de ces Points de Connexion, dans la mesure du possible sur des périodes non concomitantes.

6.2.1.2 Portée de l'engagement

L'engagement de RTE ne comprend pas :

- les interruptions de service liées aux interventions suite à incidents visées à l'article 6.1;
- les interruptions de service liées à des opérations réalisées à la demande du Client ;
- les opérations réalisées à la demande de tiers ; celles-ci peuvent donner lieu à indemnisation dans les conditions visées à l'article 8.4 ci-après.

6.2.1.3 Modalités d'application

La comptabilisation des durées d'interruption est effectuée sur la base de leur durée programmée et non sur la base de leur durée effective, étant précisé que tout dépassement peut donner lieu à indemnisation conformément à l'article 6.2.4.

Toute intervention programmée pour une durée inférieure à la Journée est comptabilisée pour une Journée, à l'exception des interruptions de service liées aux manœuvres périodiques qui sont comptabilisées sur la base de leur durée programmée et à l'exception également des périodes de 4 heures définies ci-après.

Sur les 5 Jours Ouvrés susvisés, si les caractéristiques du Groupe de Production le permettent, RTE et le Client peuvent convenir de convertir entre 2 et 5 Jours en périodes de 4 heures sur la plage horaire 8 heures - 18 heures, chaque Jour correspondant à 2 périodes de 4 heures.

Les opérations nécessaires à la mise en place puis au retrait de dispositions provisoires destinées à limiter l'impact de travaux sur le Site du Client sont comptabilisées forfaitairement pour une seule période de 4 heures.

A la demande du Client et sous réserve de l'accord de RTE, des travaux programmés par RTE la dernière année d'une période d'engagement de 3 ans pourront être reportés à la première année de la période triennale suivante, sans être comptabilisés dans cette période suivante.

6.2.2 Programmation des interventions

L'exécution des travaux de maintenance, de renouvellement, de développement et de réparation des ouvrages du RPT donne lieu à un échange entre les Parties de leurs prévisions d'interventions à un horizon pluriannuel (de l'ordre de 3 ans).

CG DU CART PRODUCTEUR

Les modalités opérationnelles de consultation, de concertation et de coordination pour l'exécution de ces travaux de maintenance, de renouvellement, de développement et de réparation des ouvrages du RPT font l'objet d'un Contrat de Gestion Prévisionnelle, signé par RTE et le Responsable de Programmation désigné par le Client, sauf si ce dernier estime que la conclusion d'un tel contrat n'est pas nécessaire.

En l'absence de Contrat de Gestion Prévisionnelle, les modalités suivantes sont appliquées :

- Après échange entre les Parties de leurs prévisions d'interventions, RTE Notifie au Client le programme annuel récapitulant les dates et la nature de toutes les interventions programmées.
- Toute modification de ce programme par RTE donne lieu à une nouvelle consultation du Client.
- RTE Notifie au Client 15 Jours au moins avant le début de l'intervention, les dates, heures et durée de chaque intervention programmée.
- Si l'une des Parties demande à l'autre le report d'une intervention programmée, les Parties se rapprochent en vue de fixer une nouvelle date d'intervention située dans un délai qui ne peut excéder 6 mois à compter de la date initialement prévue. Les Parties pourront d'un commun accord décider de reporter une Interruption Programmée jusqu'à la veille de cette Interruption Programmée.
- Le Client est tenu informé de tout dépassement de la durée programmée.

6.2.3 Modes opératoires particuliers à la demande du Client

A la demande du Client et afin de répondre à ses exigences spécifiques, RTE peut prendre des engagements de modes opératoires particuliers pour assurer les travaux de maintenance, renouvellement, développement et réparation des ouvrages du RPT.

Ces engagements peuvent conduire à l'utilisation par RTE de moyens spéciaux visant à assurer l'alimentation du Client (câbles secs, travaux sous tension, cellule mobile, etc.). Ils peuvent aussi se traduire par des interventions en dehors de la plage horaire 8 heures - 18 heures ou en dehors des Jours Ouvrés.

Les dispositions particulières susvisées sont à la charge du Client et font l'objet d'une Proposition Technique et Financière par RTE.

La durée d'interruption comptabilisée dans l'engagement de RTE visé à l'article 6.2.2 est celle de l'intervention équivalente qui aurait été effectuée avec des modes opératoires habituels.

6.2.4 Non-respect de l'engagement de RTE

Comme indiqué à l'article 8.1, sauf en cas d'événement de force majeure défini à l'article 8.6 ou de faute du Client, RTE est tenu de réparer les préjudices réels, directs, actuels et certains causés au Client dans les cas ci-après, lorsqu'il en est à l'origine :

- Non-exécution ou report par RTE d'une intervention programmée et confirmée, dès lors que cette non-exécution ou ce report n'a pas fait l'objet d'un accord entre les deux Parties avant le début de l'Interruption Programmée dans les conditions fixées à l'article 6.2.2;
- Dépassement de la durée prévue de l'intervention programmée ;

CG DU CART PRODUCTEUR

- Dépassement de la durée maximale d'Interruptions Programmées prévue à l'article 6.2.1 ;
- Non-respect des engagements pris dans le cadre de l'intervention visée à l'article 6.2.3.

6.3 Interventions à la demande du Client

Dans le cas où RTE procède, à la demande du Client, à une séparation de réseau, celle-ci est réalisée au niveau des appareils de séparation installés. En revanche, si la séparation de réseau n'est pas effectuée au niveau de ces appareils, et/ou si elle nécessite la mise en œuvre de moyens spéciaux, ou encore si elle requiert une intervention en dehors de la plage horaire 8 heures - 18 heures ou en dehors des Jours Ouvrés, les surcoûts associés sont à la charge du Client et font l'objet d'une Proposition Technique et Financière par RTE.

7 QUALITE DE L'ELECTRICITE

RTE fera ses meilleurs efforts pour réduire l'occurrence et la durée des Indisponibilités Non Programmées² du RPT.

RTE fera bénéficier le Client des améliorations qui pourront être apportées dans la performance du Réseau Public de Transport, aussi bien en matière de continuité de l'électricité que de qualité de l'onde de tension au Soutirage.

Les engagements des Parties en termes de traitement des Indisponibilités Non Programmées et de qualité de l'onde de la tension au Soutirage sont définis dans le présent chapitre.

7.1 *Point(s) au(x)quel(s) sont pris les engagements de RTE*

Les engagements de RTE en matière de qualité de l'électricité sont pris au(x) Point(s) de Surveillance Technique du RPT. Leur emplacement est précisé dans le schéma d'alimentation du Site reproduit à l'article 8.1 des Conditions Particulières Site.

L'emplacement des éventuels appareils de mesure de la qualité est repéré sur ce schéma.

La mesure des caractéristiques de la tension sert de référence contractuelle si l'appareil de mesure de la qualité est raccordé au même niveau de tension que le Point de Surveillance Technique.

7.2 *Engagements relatifs aux Indisponibilités Non Programmées*

7.2.1 *Information des Parties suite à une Indisponibilité Non Programmée*

En cas d'Indisponibilité Non Programmée provenant du RPT et entraînant une limitation totale ou partielle de l'Injection d'un Groupe de Production raccordé au RPT, RTE informe le Producteur, via l'un des interlocuteurs habilités par lui dans l'Annexe 4 des Conditions Particulières Site, dans un délai qui ne peut excéder une heure à compter du début de l'incident, en lui précisant s'il s'agit d'un incident provenant du Réseau Amont ou du Réseau d'Evacuation. Dans le cas particulier où RTE n'aurait pas pu communiquer cette information au Producteur dans le délai d'une heure, les Parties conviennent que le Producteur traite l'Indisponibilité Non Programmée comme provenant du Réseau d'Evacuation.

A la suite de la remise en service de l'ouvrage concerné par l'Indisponibilité, RTE informe l'interlocuteur précité dans les meilleurs délais.

En outre, RTE Notifie au Producteur un compte rendu factuel sur l'incident, dans un délai de 2 Jours Ouvrés maximum suivant la résolution de l'incident, si cet incident entraîne une limitation totale ou partielle de l'Injection d'un Groupe de Production raccordé en HTB2 ou HTB3, ou si cet incident entraîne une limitation totale ou partielle de l'Injection d'un Groupe de Production autre durant plus de 3 minutes. Dans ces mêmes cas, si le Client n'a reçu aucune information de la part de RTE dans un délai de 7 Jours Ouvrés à compter de la résolution de l'incident et ce, alors que le Client a communiqué à RTE les informations nécessaires à l'analyse de l'incident, RTE se voit infliger une pénalité correspondant au minimum de perception fixé à l'article 10.5 du Contrat.

Toutes les Indisponibilités Non Programmées provenant du RPT et entraînant une limitation totale ou partielle de l'Injection d'un Groupe de Production raccordé au RPT sont détaillées dans le bilan

² Sauf accord particulier entre Parties, l'activation d'un automate visant à lever une contrainte sur le Réseau Amont est assimilée à une Indisponibilité Non Programmée provenant du Réseau Amont

CG DU CART PRODUCTEUR

annuel visé à l'article 7.2.5. Un bilan intermédiaire des Indisponibilités Non Programmées peut être, le cas échéant, convenu entre le Producteur et RTE.

En cas d'Indisponibilité Non Programmée provenant de son Installation de Production et ayant un impact sur la disponibilité du RPT, le Producteur, via l'un des interlocuteurs habilités par lui dans l'Annexe 4 des Conditions Particulières Site, informe RTE dans un délai qui ne peut excéder une heure à compter du début de l'incident.

A la suite de la remise en service de l'ouvrage concerné par l'Indisponibilité, le Producteur informe RTE dans les meilleurs délais.

En outre, à la demande de RTE, le Producteur Notifie à RTE un compte rendu factuel sur l'incident.

7.2.2 Indisponibilité Non Programmée provenant du Réseau d'Evacuation

7.2.2.1 Obligations de RTE

Sauf en cas de faute ou de négligence de la part de RTE, dûment établie par le Client, RTE n'est pas responsable des préjudices réels, directs, actuels et certains résultant des Indisponibilités Non Programmées provenant du Réseau d'Evacuation, tel que décrit à l'article 3.1 des Conditions Particulières Site.

RTE fait ses meilleurs efforts pour réduire la durée de l'Indisponibilité Non Programmée provenant du Réseau d'Evacuation. Il met en œuvre, à ses frais, les moyens humains et techniques dont il dispose pour rétablir dans les meilleurs délais le fonctionnement normal des ouvrages du Réseau d'Evacuation. Le cas échéant, après accord du Client, il met en œuvre des dispositions techniques provisoires.

7.2.2.2 Information erronée sur l'origine de l'incident

Si, dans les conditions définies à l'article 7.2.1, RTE informe le Producteur que l'incident provient du Réseau Amont, alors qu'il s'avère que l'incident provient du Réseau d'Evacuation, RTE :

- procède aux annulations des ordres d'ajustement correspondants ;
- indemnise le Responsable d'Equilibre du Client du préjudice résultant des coûts liés aux déséquilibres éventuels générés sur son Périmètre d'Equilibre.

Ces modalités sont mises en œuvre conformément aux Règles.

Si, le cas échéant, un Accord en Amont du J-1 a été conclu, les Parties conviennent de l'annuler.

Dans tous les cas, l'application des modalités d'indemnisation prévues dans cet article revêt un caractère libératoire et aucune indemnité complémentaire ne pourra être réclamée par le Client.

7.2.2.3 Modalités opérationnelles

Outre les engagements d'information prévus à l'article 7.2.1, et dans le cas où le GDP concerné par l'incident est soumis à l'obligation de transmettre à RTE un Programme d'Appel, les éventuelles conséquences de l'Indisponibilité Non Programmée sur le Programme d'Appel et sur le Programme de Marche donnent lieu aux modifications appropriées du Programme d'Appel et du Programme de Marche, conformément aux Règles.

7.2.3 Indisponibilité Non Programmée provenant du Réseau Amont pour les Groupes de Production qui ne sont pas soumis à l'Obligation d'Achat

7.2.3.1 Obligations de RTE

Sauf s'il en est convenu autrement dans la Convention de Raccordement ou dans les Conditions Particulières Site, ou s'il y a faute ou négligence du Client, dûment établie par RTE, ou encore sauf en cas d'événement de force majeure défini à l'article 8-6 ci-après, RTE est responsable des préjudices réels, directs, actuels et certains résultant des Indisponibilités Non Programmées provenant du Réseau Amont, suivant les modalités exposées ci-après.

Les modalités de réparation résultant de la limitation totale ou partielle de l'Injection d'un GDP qui n'est pas soumis à l'Obligation d'Achat, suite à une Indisponibilité Non Programmée provenant du Réseau Amont, sont traitées de la façon suivante :

- pour la journée au cours de laquelle est intervenu l'incident, RTE active une Offre d'Ajustement à la baisse, conformément à l'article 7.2.3.3,
- pour le(s) Jour(s) suivant la journée au cours de laquelle est intervenu l'incident, RTE conclut avec le Responsable de Programmation un Accord en Amont du J-1 conformément à l'article 7.2.3.4, sauf si les Parties conviennent de continuer à recourir au Mécanisme d'Ajustement. Dans ce dernier cas, les modalités prévues à l'article 7.2.3.3 continuent de s'appliquer.

La période prise en compte pour l'indemnisation est strictement limitée par :

- le début de la limitation : déclenchement du GDP ou action de baisse volontaire de l'Injection ;
- la fin de la limitation : retour au Programme d'Appel pour un GDP après la fin de l'Indisponibilité Non Programmée. Le temps de reprise, qui permet de déterminer la fin de la limitation, est évalué en fonction des conditions d'exploitation du Groupe de Production connues au moment de l'incident. Le Producteur communique à RTE, à la demande de ce dernier, les éléments d'explication concernant l'évaluation du temps de reprise.

Dans tous les cas, l'application des modalités de réparation visées dans cet article revêt un caractère libératoire et aucune indemnité complémentaire ne pourra être réclamée par le Client.

7.2.3.2 Information erronée sur l'origine de l'incident ou défaut d'information

Si, dans les conditions définies à l'article 7.2.1, une Indisponibilité Non Programmée du Réseau Amont a été considérée comme provenant du Réseau d'Evacuation, suite à une information erronée ou par défaut d'information de RTE, RTE, pour la journée au cours de laquelle est intervenu l'incident :

- active une Offre d'Ajustement à la baisse, conformément à l'article 7.2.3.3;
- indemnise le Responsable d'Equilibre du Client du préjudice résultant des éventuels coûts engagés pour rééquilibrer son Périmètre d'Equilibre.

Ces modalités sont mises en œuvre conformément aux Règles.

Pour le(s) Jour(s) suivant(s) la journée de l'incident, les Parties conviennent, le cas échéant, des modalités d'indemnisation des éventuels coûts engagés pour rééquilibrer le Périmètre du Responsable d'Equilibre du Client.

Dans tous les cas, l'application des modalités de réparation visées dans cet article revêt un caractère libératoire et aucune indemnité complémentaire ne pourra être réclamée par le Client.

7.2.3.3 Modalités opérationnelles de traitement d'une Indisponibilité Non Programmée provenant du Réseau Amont par le Mécanisme d'Ajustement

En cas d'Indisponibilité Non Programmée provenant du Réseau Amont, RTE active, conformément aux Règles, et dans les conditions définies à l'article 7.2.3.1, une Offre d'Ajustement à la baisse.

Pour les GDP disposant d'un Programme d'Appel, le volume de l'ajustement correspondant à l'incident est calculé sur la base du dernier Programme d'Appel (48 points demi-horaires) déclaré avant l'incident.

Pour les GDP ne disposant pas d'un Programme d'Appel, le volume de l'ajustement correspondant à l'incident est calculé à partir de la puissance moyenne relevée sur les Dispositifs de Comptage durant l'heure précédant l'incident et sur la base d'un historique de production sur une période équivalente.

Lorsque le GDP fait partie d'une Entité d'Ajustement (EDA) pour laquelle une Offre d'Ajustement a été soumise sur le Mécanisme d'Ajustement avant l'incident, l'ajustement est tracé selon les modalités prévues par les Règles avec le motif d'ajustement prévu pour le traitement des congestions.

Lorsque le GDP fait partie d'une EDA pour laquelle aucune Offre d'Ajustement n'a été soumise sur le Mécanisme d'Ajustement avant l'incident, ou encore lorsque le GDP ne fait pas partie d'une EDA, l'ajustement est tracé selon les modalités prévues par les Règles dans le cas de l'utilisation des moyens non offerts avec le motif d'ajustement prévu pour le traitement des congestions.

Dans le cas particulier d'une station de transfert d'énergie par pompage (STEP) en mode Soutirage, l'Indisponibilité Non Programmée du Réseau Amont conduit RTE à activer un ajustement à la hausse au moment de l'Indisponibilité, puis un ajustement à la baisse permettant de respecter le Programme d'Appel initial et les contraintes techniques associées prévus par le Producteur.

7.2.3.4 Modalités opérationnelles de traitement d'une Indisponibilité Non Programmée provenant du Réseau Amont par un Accord en Amont du J-1

Dans le cas où les Parties conviennent d'un Accord en Amont du J-1 dans les conditions définies à l'article 7.2.3.1, elles s'engagent à définir les mesures provisoires à prendre pour couvrir la période allant du lendemain de l'incident jusqu'à la conclusion dudit Accord.

Les Parties peuvent convenir de recourir au plus tôt à un Accord en Amont du J-1.

7.2.4 Indisponibilité Non Programmée provenant du Réseau Amont pour les Groupes de Production qui sont soumis à l'Obligation d'Achat

7.2.4.1 Obligations de RTE

Sauf s'il en est convenu autrement dans la Convention de Raccordement ou dans les Conditions Particulières Site, ou s'il y a faute ou négligence du Client, dûment établie par RTE, ou encore sauf en cas d'événement de force majeure défini à l'article 8-6 ci-après, RTE est responsable des préjudices réels, directs, actuels et certains résultant des Indisponibilités Non Programmées provenant du Réseau Amont, suivant les modalités exposées ci-après.

Lorsque le GDP soumis à l'Obligation d'Achat fait partie d'une entité d'ajustement (EDA) pour laquelle une Offre d'Ajustement a été soumise sur le Mécanisme d'Ajustement avant l'incident, l'indemnisation du Client est assurée selon les modalités décrites à l'article 7.2.3.1.

CG DU CART PRODUCTEUR

Dans le cas contraire, les modalités de réparation résultant de la limitation totale ou partielle de l'Injection d'un GDP soumis à l'Obligation d'Achat, suite à une Indisponibilité Non Programmée provenant du Réseau Amont, sont traitées conformément aux dispositions qui suivent.

Pour la journée au cours de laquelle est intervenu l'incident, le Client adresse sa demande d'indemnisation à RTE portant sur le volume non acheté en raison de l'Indisponibilité Non Programmée du Réseau Amont en justifiant des éléments suivants :

- le prix d'achat de l'électricité garanti au titre de l'Obligation d'Achat pour le GDP concerné ;
- le volume d'énergie non acheté en raison de l'Indisponibilité Non Programmée du Réseau Amont ; ce volume d'énergie non acheté est déterminé en fonction des conditions de production avant et après l'incident et/ou des prévisions horaires moyennes de production d'énergie. Il est tenu compte des éventuelles économies réalisées du fait de l'Indisponibilité Non Programmée.

Pour le(s) Jour(s) suivant la journée au cours de laquelle est intervenu l'incident, RTE conclut avec le Responsable de Programmation un Accord en Amont du J-1 conformément à l'article 7.2.4.3.

La période prise en compte pour l'indemnisation est strictement limitée par :

- le début de la limitation : déclenchement du GDP ou action de baisse volontaire de l'Injection ;
- la fin de la limitation : fin de l'Indisponibilité Non Programmée. Le temps de reprise, qui permet de déterminer la fin de la limitation, est évalué en fonction des conditions d'exploitation du Groupe de Production connues au moment de l'incident. Le Producteur communique à RTE, à la demande de ce dernier, les éléments d'explication concernant l'évaluation du temps de reprise.

Le Producteur adresse simultanément une copie de sa demande à son Responsable d'Equilibre qui peut faire valoir auprès de RTE les éventuels coûts engagés pour rééquilibrer son Périmètre, suite à l'Indisponibilité Non programmée du Réseau Amont.

Dans tous les cas, l'application des modalités de réparation visées dans cet article revêt un caractère libératoire et aucune indemnité complémentaire ne pourra être réclamée par le Client.

7.2.4.2 Information erronée sur l'origine de l'incident ou défaut d'information

Si, dans les conditions définies à l'article 7.2.1, une Indisponibilité Non Programmée du Réseau Amont a été considérée comme provenant du Réseau d'Evacuation, suite à une information erronée ou par défaut d'information de RTE, les modalités suivantes s'appliquent :

- Si le GDP soumis à l'Obligation d'Achat fait partie d'une entité d'ajustement (EDA) pour laquelle une Offre d'Ajustement a été soumise sur le Mécanisme d'Ajustement avant l'incident, RTE applique les dispositions de l'article 7.2.3.2 ;
- Si, dans le cas contraire, le GDP soumis à l'Obligation d'Achat ne fait pas partie d'une entité d'ajustement (EDA) pour laquelle une Offre d'Ajustement a été soumise sur le Mécanisme d'Ajustement avant l'incident, RTE applique les dispositions de l'article 7.2.4.1, à partir du 3^{ème} paragraphe.

7.2.4.3 Modalités opérationnelles de traitement d'une Indisponibilité Non Programmée provenant du Réseau Amont par un Accord en Amont du J-1

Dans le cas où les Parties conviennent d'un Accord en Amont du J-1 dans les conditions définies à l'article 7.2.4.1, elles s'engagent à définir les mesures provisoires à prendre pour couvrir la période allant du lendemain de l'incident jusqu'à la conclusion dudit Accord.

Les Parties peuvent convenir de recourir au plus tôt à un Accord en Amont du J-1.

7.2.5 Bilan annuel

RTE communique au Client, chaque année et en chaque Point de Surveillance Technique, les taux de disponibilité calculés à partir des performances observées et fournit un bilan annuel de l'ensemble des Indisponibilités distinguant Indisponibilités Programmées, pour lesquelles un suivi sur la période triennale d'engagement visée à l'article 6.2.1.1 est réalisé, et Indisponibilités Non Programmées, pour lesquelles la provenance de l'incident est indiquée (Réseau Amont ou Réseau d'Evacuation).

Ce bilan annuel intègre les éventuels écarts contractuels constatés en matière de qualité de l'onde de tension au Soutirage.

7.3 Engagements de RTE en matière de qualité de l'onde de tension au Soutirage

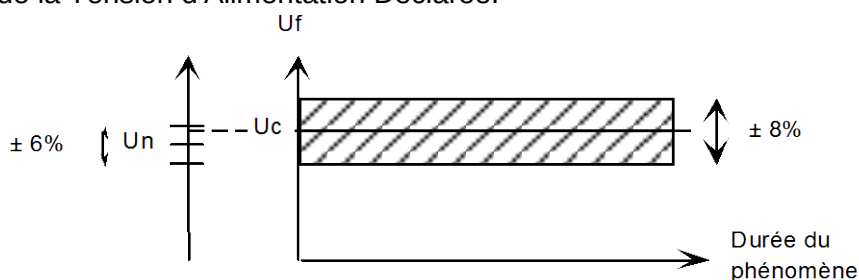
Les aléas liés à la production et au transport d'électricité ou à des causes extérieures (notamment climatiques) conduisent à définir des niveaux acceptables de perturbation qui permettent à la plupart des équipements raccordés au RPT de fonctionner dans de bonnes conditions. Ces niveaux acceptables de perturbation sont fixés au présent article en fonction du Domaine de Tension auquel sont raccordées les installations du Client, conformément à la Documentation Technique de Référence.

7.3.1 Tension d'Alimentation Déclarée

La Tension d'Alimentation Déclarée (U_c) est précisée à l'article 8-2 des Conditions Particulières Site.

7.3.2 Engagements sur les variations de l'amplitude de tension

En HTA2 et HTB1, la Tension d'Alimentation Déclarée (U_c) est située dans une plage de $\pm 6\%$ autour de la Tension Nominale (U_n). L'amplitude de la Tension de Fourniture (U_f) peut varier de $\pm 8\%$ autour de la Tension d'Alimentation Déclarée.



Pour le 150 kV, la Tension d'Alimentation Déclarée (U_c) est située dans une plage de $\pm 7\%$ autour de la Tension Nominale (U_n). L'amplitude de la Tension de Fourniture (U_f) peut varier de $\pm 10\%$ autour de la Tension d'Alimentation Déclarée, sans toutefois dépasser 170 kV (tension maximale liée au dimensionnement des matériels).

Pour le 225 kV, la Tension d'Alimentation Déclarée (U_c) est fixée dans les Conditions Particulières Site entre 200 et 245 kV. L'amplitude de la Tension de Fourniture (U_f) peut varier entre 200 et 245 kV.

CG DU CART PRODUCTEUR

Pour le 400 kV, la Tension d'Alimentation Déclarée (Uc) est fixée dans les Conditions Particulières Site entre 380 et 420 kV. L'amplitude de la Tension de Fourniture (Uf) peut varier entre 380 et 420 kV.

La valeur efficace de la tension est mesurée conformément à la norme CEI 61000-4-30 avec un intervalle de temps de mesure de 10 minutes.

7.3.3 Engagements sur les fluctuations rapides de tension

Le niveau de sévérité de longue durée du flicker (ou Probability long term dit « Plt ») doit rester dans la plage 0 à 1.

Le niveau de sévérité de longue durée du flicker est mesuré conformément à la norme CEI 61000-4-30 avec un intervalle de temps de mesure de 2 heures.

7.3.4 Engagements sur les déséquilibres de la tension

Le taux de déséquilibre moyen de tension doit rester dans la plage 0 à 2 %.

Le taux de déséquilibre est mesuré conformément à la norme CEI 61000-4-30 avec un intervalle de temps de mesure de 10 minutes.

7.3.5 Engagements sur les variations de fréquence

En fonctionnement interconnecté par liaisons synchrones, la valeur de la fréquence doit rester dans la plage : 50 Hz $\pm$ 1%.

En cas de fonctionnement isolé par rapport au réseau européen, la fréquence doit rester dans la plage : 50 Hz +4% / -6 %.

La valeur de la fréquence est mesurée conformément à la norme CEI 61000-4-30 avec un intervalle de temps de mesure de 10 secondes.

7.4 Caractéristiques indicatives en matière de qualité de l'onde de tension

Pour les caractéristiques de la tension exposées ci-dessous, les niveaux de performance sont donnés à titre purement indicatif.

7.4.1 Harmoniques

Les taux de tensions harmoniques τ_h , exprimés en pourcentage de la Tension de Fourniture (U_f), ne devraient pas dépasser les seuils suivants, le taux global τ_g^3 ne dépassant pas 6 %.

Harmoniques impairs				Harmoniques pairs	
non multiples de 3		multiples de 3			
Rang	Seuils	Rang	Seuils	Rang	Seuils
5 et 7	4 %	3	4 %	2	3 %
11 et 13	3 %	9	2 %	4	2 %
17 et 19	2 %	15 et 21	1 %	6 à 24	1 %

3 Défini par : $\tau_g = \sqrt{\sum_{h=2}^{40} \tau_h^2}$

23 et 25	1,5 %				

La valeur efficace de chaque tension harmonique est mesurée conformément à la norme CEI 61000-4-30 avec un intervalle de temps de mesure de 10 minutes.

Dans le cas où ces seuils ne sont pas respectés, les Parties se rapprochent dans les meilleurs délais pour rechercher une solution adaptée.

7.4.2 Surtensions impulsionnelles

En plus des surtensions à 50 Hz, le RPT peut être le siège de surtensions impulsionnelles par rapport à la terre, dues notamment à des coups de foudre. Des surtensions impulsionnelles dues à des manœuvres d'appareils peuvent également se produire sur le RPT ou sur les réseaux des clients. Des valeurs de surtensions phase-terre jusqu'à 2 à 3 fois la Tension d'Alimentation Déclarée se rencontrent usuellement.

Compte tenu de la nature physique des phénomènes ci-dessus (dans la gamme de quelques kHz à quelques MHz), RTE n'est pas en mesure de garantir des niveaux qui ne seraient pas dépassés chez le Client qui doit, en conséquence, prendre toutes mesures lui permettant de se protéger.

7.5 Obligation de prudence du Client

Il appartient au Client de prendre les mesures économiquement raisonnables et techniquement efficaces pour minimiser, dans la mesure du possible, les conséquences sur ses installations des aléas affectant le RPT. Il peut s'agir, à titre d'exemples, de l'optimisation des schémas électriques, de l'installation de dispositifs d'arrêt d'urgence, de la mise en place d'onduleurs ou de groupes de sécurité.

Par ailleurs, le Client est informé que des régimes exceptionnels de fonctionnement du réseau d'une durée limitée peuvent se produire dans des situations particulières. En effet, dans ces cas, des plages de tension et des plages de fréquence peuvent être rencontrées au-delà des plages du régime normal. Ces plages exceptionnelles, ainsi que leur durée et leur probabilité d'occurrence, sont prévues par les textes réglementaires et précisées dans la Documentation Technique de Référence.

7.6 Engagements du Client en matière de limitation des perturbations provenant de ses installations

7.6.1 Principes

Le respect par RTE de ses engagements en matière de qualité de l'électricité suppose que le Producteur limite à un niveau raisonnable les perturbations provenant de ses propres installations.

Dans ce cadre, le Client s'engage à :

- Equiper son installation d'un système de protection qui élimine tout défaut d'isolement au sein de son installation susceptible de créer une surintensité ou une dégradation de la qualité de l'électricité sur le RPT ;
- Exploiter et entretenir ses installations susceptibles d'avoir un impact sur le RPT conformément aux règles de l'art, afin de minimiser les risques de défaut sur les installations ;
- Limiter les perturbations aux valeurs mentionnées aux articles 7.5.2 à 7.5.4 ci-dessous, dans les conditions suivantes :

CG DU CART PRODUCTEUR

La limitation des perturbations provenant des installations du Client se fait sur la base d'une puissance de court-circuit de référence minimale (200 MVA en HTA2, 400 MVA en HTB1, 1500 MVA en HTB2, 7000 MVA en HTB3). Toutes les valeurs limites données ci-après aux articles 7.5.2 à 7.5.3 supposent que RTE fournisse au moins cette puissance de référence. Si RTE venait à fournir une puissance de court-circuit inférieure, les perturbations de tension effectivement produites par le Client ne pourraient pas dépasser les valeurs limites ci-après multipliées par le rapport entre la puissance de court-circuit de référence et la puissance de court-circuit effectivement fournie (ces dispositions ne concernent pas les harmoniques visées à l'article 7.5.4 pour lesquelles les limitations sont définies en courant).

Le Client s'engage à s'équiper, par ses soins et à ses frais, des appareils nécessaires, et à remédier à toute défectuosité qui pourrait se manifester.

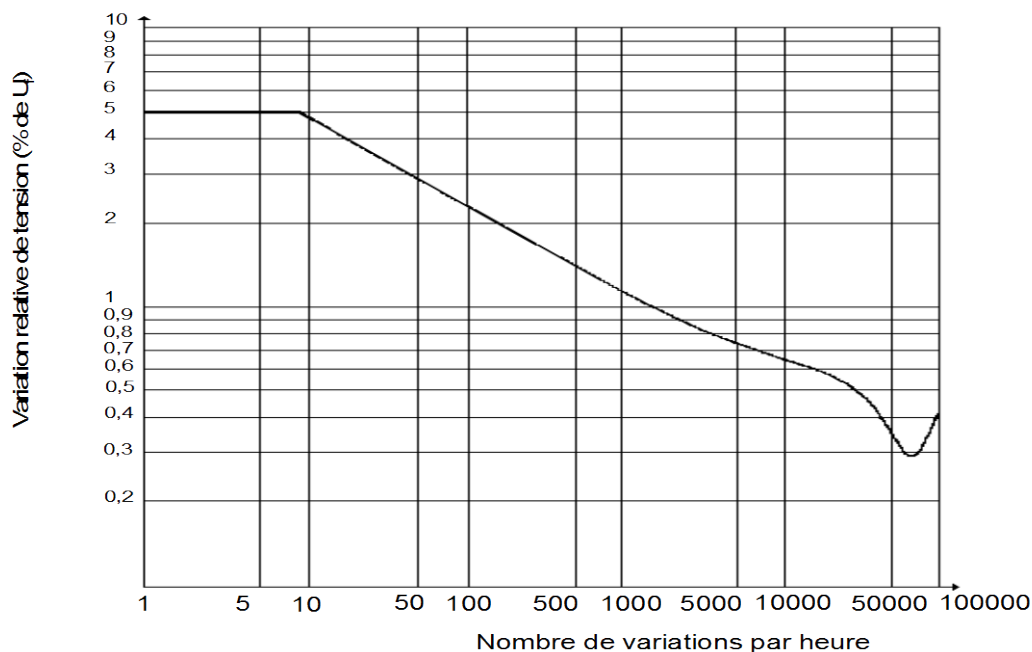
7.6.2 Fluctuations rapides de la tension

7.6.2.1 A-coups de tension

La fréquence et l'amplitude des à-coups de tension engendrés par l'installation du Client au Point de Connexion doivent être inférieures ou égales aux valeurs délimitées par la courbe amplitude-fréquence de la publication 61000-2-2 de la CEI (cf. ci-après).

L'amplitude de tout à-coup créé au Point de Connexion ne doit pas excéder 5 % de la Tension de Fourniture U_f en HTA2, HTB1 et HTB2 et 3 % en HTB3.

L'amplitude de l'à-coup de tension est mesuré indépendamment sur chacune des 3 tensions entre phases, conformément à la méthode définie par la norme CEI 61000-4-30 pour les Creux de Tension (mesure de $U_{eff}(1/2)$).



7.6.2.2 Flicker (« papillotement »)

Le niveau de sévérité de courte durée du flicker (ou Probability short term dit « Pst ») engendré par l'installation du Client à elle seule au Point de Connexion doit rester dans la plage 0-1 en HTA2, HTB1 et HTB2, et dans la plage 0-0,6 en HTB3.

Le niveau de sévérité de courte durée du flicker est mesuré conformément à la norme CEI 61000-4-30 avec un intervalle de temps de mesure de 10 minutes.

7.6.3 Déséquilibres de la tension

L'Installation du Client doit produire à son Point de Connexion : un taux de déséquilibre en tension inférieur ou égal à 1% en HTA2, HTB1 et HTB2, et 0,6% en HTB3.

A défaut et si la puissance de court-circuit mise à disposition du Client par RTE est supérieure à la valeur de référence, le Client est tenu de prendre, à la demande de RTE, toutes dispositions pour que ses installations ne provoquent pas un taux de déséquilibre supérieur à 1% en HTA2, HTB1 et HTB2, et 0,6% en HTB3.

Le taux de déséquilibre produit est mesuré conformément à la norme CEI 61000-4-30 avec un intervalle de temps de mesure de 10 minutes.

7.6.4 Harmoniques

Pour toute Installation de Production soumise aux dispositions de l'arrêté du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport d'électricité d'une installation de production d'énergie électrique, les courants harmoniques injectés sur le Réseau Public de Transport d'électricité doivent être inférieurs :

$$I_{hn} = k_n \frac{S}{\sqrt{3} \times U_n}$$

où :

- S correspond à Pmax plafonnée à la valeur de 5 % de la puissance de court-circuit ;
- U_n est la valeur de la Tension Nominale au Point de Connexion ;
- k_n est un coefficient défini en fonction du rang de l'harmonique dans le tableau ci-après :

RANGS IMPAIRES	Kn (%)		RANGS PAIRS	Kn (%)	
	Cas général	En HTB3		Cas général	En HTB3
3	6,5	3,9	2	3	1,8
5 et 7	8	4,8	4	1,5	0,9
9	3	1,8	> 4	1	0,6
11 et 13	5	3			
> 13	3	1,8			

CG DU CART PRODUCTEUR

Lorsque l'Installation de Production n'est pas soumise aux dispositions de l'arrêté du 23 avril 2008 précité, le Client s'efforcera de limiter chacun des courants harmoniques injectés sur le RPT à la valeur indiquée dans la formule ci-dessus.

En outre, T_g , le taux global d'harmonique, doit être inférieur à 8 % en HTA2, HTB1 et HTB2 et à 4,8 % en HTB3.

7.6.5 Perturbations nécessitant la mise en œuvre de dispositions spécifiques sur le RPT

Dans le cas où des perturbations induites par les installations du Client nécessitent la mise en œuvre de dispositions particulières sur le RPT, celles-ci sont traitées comme une évolution du raccordement du Client et font l'objet d'une Proposition Technique et Financière par RTE, conformément aux dispositions prévues dans la DTR en matière de raccordement.

8 RESPONSABILITE

Lorsqu'une Partie est reconnue responsable vis-à-vis de l'autre, elle est tenue de réparer les préjudices réels, directs, actuels et certains causés à l'autre Partie, à l'exclusion des préjudices indirects résultant d'engagements particuliers pris par cette dernière à l'égard de tiers (clause pénale, pénalité forfaitaire, clause de "take or pay", etc.).

8.1 Responsabilité de RTE à l'égard du Client

Sauf en cas d'événement de force majeure défini à l'article 8.6 ou de faute ou négligence du Client, RTE est tenu de réparer les préjudices réels, directs, actuels et certains causés au Client dans les conditions visées :

- à l'article 6.2.4 en ce qui concerne les Interruptions Programmées liées aux opérations de maintenance, renouvellement, développement et réparation des ouvrages du RPT ;
- à l'article 7.2.3 en cas d'Interruptions Non Programmées provenant du Réseau Amont ;
- à l'article 7.3 en ce qui concerne la qualité de l'onde de tension au Soutirage ;
- Et, plus généralement, en cas de faute ou de négligence de sa part dûment établie par le Client (notamment en cas de fausse manœuvre).

RTE n'est pas responsable des préjudices réels, directs, actuels et certains résultant des Indisponibilités Non Programmées provenant du Réseau d'Evacuation, comme indiqué à l'article 7.2.2, sauf en cas de faute ou négligence de sa part, dûment établie par le Client.

Le Client supporte la charge de la preuve de la faute ou de la négligence de RTE.

8.2 Responsabilité du Client à l'égard de RTE

Sauf en cas d'événement de force majeure ou de faute ou de négligence de la part de RTE, si le Client n'a pas pris toutes mesures visant à limiter à un niveau raisonnable les perturbations provenant de ses propres installations, s'il n'a pas remédié à toute défectuosité qui a pu se manifester, et s'il n'a pas tenu informé RTE de toute modification apportée à ses installations, il est responsable des préjudices résultant d'incidents que ces mesures avaient pour but de prévenir.

RTE supporte la charge de la preuve de la faute ou de la négligence du Client, notamment au titre de l'obligation de prudence inscrite à l'article 7.5 et des engagements visés à l'article 7.6.

8.3 Disposition particulière en cas de Coupure d'une durée supérieure à 6 heures

Conformément aux dispositions de l'article 6-I du décret n° 2001-365 du 26 avril 2001 relatif aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, la part fixe de la composante annuelle des Soutirages fait l'objet d'un abattement forfaitaire en cas de Coupure d'une durée supérieure à 6 heures imputable à une défaillance du RPT.

L'abattement s'établit à 2 % du montant annuel mentionné à l'alinéa précédent par période de 6 heures de Coupure. Ainsi, l'abattement s'établira à 2 % de la part fixe de la composante annuelle des Soutirages visées à l'article 9-2-5 ci-après pour une Coupure d'au moins 6 heures et de strictement moins de 12 heures, à 4 % pour une Coupure d'au moins 12 heures et de strictement moins de 18 heures et ainsi de suite par période entière de 6 heures.

La somme des abattements consentis au Client au cours d'une année civile ne peut être supérieure au montant annuel de la part fixe.

Si, en cas de coupure de plus de 6 heures de l'Alimentation Principale, l'alimentation du Site est assurée par une autre alimentation, il est fait application des modalités ci-après :

CG DU CART PRODUCTEUR

- Cette autre alimentation relève du même Domaine de Tension que l'Alimentation Principale :
 - Soit cette autre alimentation permet l'alimentation totale du Site, alors l'abattement de 2 % n'est pas dû ;
 - Soit cette autre alimentation ne permet d'alimenter que partiellement le Site, alors l'abattement de 2 % est dû ;
- Cette autre alimentation relève d'un Domaine de Tension différent de l'Alimentation Principale, alors l'abattement de 2 % est dû.

En cas de coupure de plus de 6 heures de tout ou partie des Points de Connexion faisant l'objet d'un regroupement, l'abattement de 2 % est dû dès lors que les autres Points de Connexion du Point de Regroupement ne permettent pas d'assurer l'alimentation totale du Site.

8.4 Modalités de traitement des sinistres

La Partie victime d'un préjudice qu'elle impute à l'autre Partie, est tenue de le déclarer à cette dernière, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, dans un délai de 30 Jours suivant la réalisation du préjudice.

La Partie victime du préjudice doit ensuite Notifier à l'autre Partie, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, une demande de réparation par laquelle elle justifie, à l'aide de toutes pièces et documents nécessaires :

- de la réalité et de l'évaluation du préjudice ;
- du lien de causalité direct entre le fait de la Partie mise en cause et le préjudice subi ;
- de la responsabilité de la Partie mise en cause, en application des règles exposées dans le présent chapitre.

La Partie mise en cause ou son assureur répond à la demande de réparation, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception, dans un délai de 30 Jours à compter de la réception de ladite demande de réparation.

8.5 Assurances

Les Parties souscrivent auprès de compagnies d'assurances notoirement solvables, pour toute la durée d'exécution du Contrat, une assurance responsabilité civile couvrant tous les préjudices susceptibles de survenir à l'occasion de l'exécution du Contrat.

A la demande de l'une des Parties, l'autre Partie lui adresse, par tout moyen, l'attestation d'assurance correspondante qui doit mentionner notamment les garanties accordées.

8.6 Force majeure

Un événement de force majeure désigne tout événement irrésistible, imprévisible et extérieur, rendant impossible l'exécution de tout ou partie des obligations contractuelles de l'une ou l'autre des Parties.

En outre, en application de l'article 19 du Cahier des Charges du RPT, les circonstances exceptionnelles suivantes sont assimilées par les Parties à des événements de force majeure :

- Les destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats, atteintes délictuelles ;
- Les préjudices causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des tiers, tels que les incendies, explosions, chutes d'avion ;
- Les catastrophes naturelles au sens de la loi n° 82-600 du 13 juillet 1982 modifiée ;
- L'indisponibilité soudaine, fortuite et simultanée de plusieurs installations de production raccordées au Réseau Public de Transport, dès lors que la puissance indisponible est supérieure à ce que l'application des règles de sûreté mentionnées à l'article 28 du Cahier des Charges du RPT prévoit ;
- Les mises hors service d'ouvrages décidées par les pouvoirs publics pour des motifs de sécurité publique ou de police dès lors que cette décision ne résulte pas du comportement ou de l'inaction de RTE ;
- Les phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle au regard de leur impact sur les réseaux.

Les Parties n'encourent aucune responsabilité et ne sont tenues d'aucune obligation de réparation des préjudices subis par l'une ou l'autre du fait de l'inexécution ou de l'exécution défectueuse de tout ou partie de leurs obligations contractuelles, lorsque cette inexécution ou cette exécution défectueuse a pour cause la survenance d'un événement de force majeure ou assimilé, conformément à l'article 19 du Cahier des Charges précité.

La Partie qui désire invoquer l'événement de force majeure ou assimilé, conformément à l'article 19 du Cahier des Charges précité, le Notifie à l'autre Partie dans les meilleurs délais, en précisant la nature de l'événement de force majeure invoqué et sa durée probable.

Toute Partie qui invoque un événement de force majeure a l'obligation de mettre en œuvre tous les moyens dont elle dispose pour en limiter sa portée et sa durée.

Si un événement de force majeure a une durée supérieure à 3 mois, chacune des Parties peut résilier le Contrat, sans qu'il en résulte un quelconque droit à indemnité pour l'autre Partie, par l'envoi à l'autre Partie d'une lettre recommandée avec demande d'avis de réception. La résiliation prendra effet à l'expiration d'un délai de 10 Jours à compter de la date d'expédition de ladite lettre.

9 TARIF D'UTILISATION DU RPT

9.1 *Contexte et champ d'application*

Le texte réglementaire fixant les Tarifs d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (TURPE) est mentionné dans les Conditions Particulières Site.

Comme le précise l'article L.341-2 du Code de l'énergie, le TURPE est calculé de manière non discriminatoire afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par RTE, y compris les coûts résultant de l'exécution des missions et des contrats de service public.

Le TURPE ne couvre pas :

- une partie des charges de raccordement au RPT qui reste à la charge du Client, conformément aux textes législatifs et réglementaires en vigueur ;
- le coût des Prestations Annexes, objets d'un catalogue publié sur le site internet de RTE ;
- la collecte de la Contribution Tarifaire de l'Acheminement (CTA) et de la Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE) visées dans les articles 10.7 et 10.8.

9.2 *Principes d'application du TURPE*

9.2.1 Généralités

Pour chaque Point de Connexion ou Point de Regroupement, le prix à payer annuellement par le Client pour l'accès au RPT est la somme de :

- la (les) composante (s) annuelle (s) de gestion ;
- la (les) composante (s) annuelle (s) de comptage ;
- la composante annuelle des Injections ;
- la composante annuelle des Soutirages ;
- les composantes mensuelles des dépassements de Puissance Souscrite ;
- la composante annuelle des Alimentations Complémentaires et de Secours ;
- la composante de regroupement des Points de Connexion ;
- la composante annuelle des dépassements ponctuels programmés ;
- la composante annuelle de l'énergie réactive .

Le prix de chaque composante est calculé à partir des valeurs mentionnées en Annexe 2 des Conditions Particulières Site.

Pour chaque Point de Connexion, si le flux résultant de la courbe de charge est positif sur un pas 10 minutes, il est fait application de la Composante annuelle des Injections visée à l'article 9.2.4. Si le flux résultant est négatif sur un pas 10 minutes, il est fait application de la Composante annuelle des Soutirages visée à l'article 9.2.5 et des Composantes mensuelles des Dépassements de la Puissance Souscrite visées à l'article 9.2.6.

Pour chaque Point de Regroupement, si, à partir de la courbe synchrone résultant de la superposition des courbes d'Injection et de Soutirage des différents Points de Connexion regroupés, le flux résultant est positif sur un pas 10 minutes, il est fait application de la Composante annuelle des Injections visée à l'article 9.2.4. Si le flux résultant est négatif sur un pas 10 minutes, il est fait application de la Composante annuelle des Soutirages visée à l'article 9.2.5 et des Composantes mensuelles des Dépassements de la Puissance Souscrite visées à l'article 9.2.6.

9.2.2 Composante annuelle de gestion

La composante annuelle de gestion couvre les coûts de gestion des dossiers de Clients (accueil physique et téléphonique, facturation et recouvrement des factures).

9.2.3 Composante annuelle de comptage

La composante annuelle de comptage couvre les coûts de comptage, de contrôle, de relève et de transmission des Données de Comptage au Client, ainsi que, le cas échéant, les frais de location et d'entretien des compteurs. Par exception au principe d'application par Point de Connexion ou par Point de Regroupement, la composante annuelle de comptage est appliquée par Dispositif de Comptage.

9.2.4 Composante annuelle des Injections

A chaque Point de Connexion ou Point de Regroupement, la composante annuelle des Injections est déterminée en fonction de l'Energie Active injectée.

9.2.5 Composante annuelle des Soutirages

La composante annuelle des Soutirages est constituée d'une part fixe et d'une part variable déterminées selon les dispositions des articles 9.2.5.1 et 9.2.5.2 ci-après.

9.2.5.1 Part fixe de la composante annuelle des Soutirages

A chaque Point de Connexion ou Point de Regroupement correspond une Puissance Souscrite qui sert de base au calcul de la part fixe de la composante annuelle des Soutirages.

Cette part fixe est due, même en l'absence de consommation au(x) Point(s) de Connexion ou de Regroupement, à la date d'ouverture de la Période de Souscription. Cependant, les Parties conviennent que cette somme est perçue par douzième au début de chaque mois.

- Dans le cas d'une Période de Souscription de 12 mois, le montant global de la part fixe est calculé par application de la formule suivante :

$$Part\ fixe = a_2 \times PS$$

Où :

la valeur du coefficient a_2 est mentionnée en Annexe 2 des Conditions Particulières Site ;
la PS est fixée au chapitre 6 des Conditions Particulières Site.

- Dans le cas d'une Période de Souscription inférieure à 12 mois, le montant global de la part fixe est calculé par application de la formule suivante :

$$Part\ fixe = \frac{n_{période}}{12} \times (a_2 \times PS)$$

où n période est exprimée en mois.

9.2.5.2 Part variable de la composante annuelle des Soutirages

A chaque Point de Connexion ou Point de Regroupement correspond une Puissance Souscrite qui sert de base au calcul de la part variable de la composante annuelle des Soutirages.

- Dans le cas d'une Période de Souscription de 12 mois, le montant global de la part variable est calculé par application de la formule ci-après :

$$Part\ variable = b \times \left(\frac{E_{soutirée}}{8760 \times P_{souscrite}} \right)^c \times PS \quad (4)$$

où :

la valeur des coefficients b et c est mentionnée en Annexe 2 des Conditions Particulières Site ;

la PS est fixée au chapitre 6 des Conditions Particulières Site ;

$E_{soutirée}$ est la somme des énergies soutirées en kWh mesurée par les Installations de Comptage, éventuellement corrigée pour tenir compte de la différence de localisation entre le Point de Comptage et le Point de Connexion.

La part variable est facturée mensuellement suivant les modalités exposées à l'article 10.2.

- Dans le cas d'une Période de Souscription inférieure à 12 mois, le montant global de la part variable est calculé par application de la formule ci-après :

$$Part\ variable = \frac{d_{période}}{8760(1)} \times b \times \left(\frac{E_{soutirée}}{d_{période} \times P_{souscrite}} \right)^c \times PS$$

Où :

la valeur des coefficients b et c est mentionnée en Annexe 2 des Conditions Particulières Site ;

la PS est définie au chapitre 6 des Conditions Particulières Site ;

$E_{soutirée}$ est la somme des énergies soutirées en kWh mesurée par les Installations de Comptage, éventuellement corrigée pour tenir compte de la différence de localisation entre le Point de Comptage et le Point de Connexion ;

$d_{période}$ est exprimée en heures.

9.2.6 Composantes mensuelles des Dépassements de la Puissance Souscrite

Le montant dû au titre des dépassements est facturé mensuellement, par application de la formule ci-après :

$$Montant\ des\ dépassements = \alpha \times \sqrt{\sum_j (P_{jc} - PS)^2}$$

lorsque $P_{jc} > PS$

Où :

P_{jc} est la puissance moyenne dix minutes en kW ;

la PS est définie au chapitre 6 des Conditions Particulières Site ;

α est le prix unitaire en € par kW du dépassement, fonction des caractéristiques du Point de Connexion ;

j est la période de temps de 10 minutes.

⁽⁴⁾ Si la Période de Souscription inclut un 29 février, le chiffre 8760 est remplacé par 8784.

CG DU CART PRODUCTEUR

Dans le cas d'un Point de regroupement, la formule est identique avec P_{jc} correspondant à la somme des puissances moyennes dix minutes en kW des différents Points de Connexion regroupés.

9.2.7 Cas particulier de la « puissance atteinte »

En application de l'article 5.3.3, tout commencement de facturation « à la puissance atteinte », a pour effet de clore une Période de Souscription.

Pour chaque mois de facturation « à la puissance atteinte », la part variable de la composante annuelle des Soutirages s'établit comme suit :

$$b \times \frac{d_{\text{mois}}}{8760} \times \left(\frac{E_{\text{soutirée mois}}}{d_{\text{mois}} \times P_{\text{mois}}} \right)^c \times P_{\text{mois}}^{(5)}$$

où :

la valeur des coefficients b et c est mentionnée en Annexe 2 des Conditions Particulières Site ;

d_{mois} est la durée exprimée en heures du mois de facturation à la puissance atteinte ;

$E_{\text{soutirée mois}}$ est la somme des énergies soutirées en kWh mesurée par les Installations de Comptage sur ce même mois, éventuellement corrigée pour tenir compte de la différence de localisation entre le Point de Comptage et le Point de Connexion ;

P_{mois} est la puissance à prendre en compte pour le mois.

9.2.8 Composante annuelle des Alimentations Complémentaires et de Secours

La composante annuelle des Alimentations Complémentaires et de Secours peut être composée de plusieurs éléments.

Pour une Alimentation Complémentaire :

- Les parties dédiées d'une Alimentation Complémentaire font l'objet d'une facturation des ouvrages électriques qui la composent. Le montant figure en Annexe 2 des Conditions Particulières Site.

Pour une Alimentation de Secours :

- Les parties dédiées d'une Alimentation de Secours font l'objet d'une facturation des ouvrages électriques qui la composent. Le montant figure en Annexe 2 des Conditions Particulières Site.
- Le cas échéant, s'ajoutent l'un des coûts suivants :
 - Quand une Alimentation de Secours relève d'un Domaine de Tension inférieur à celui de l'Alimentation Principale, elle fait l'objet d'une déclaration de Puissance Souscrite qui sert de base au calcul d'une part fixe et d'une part variable.

La part fixe et la part variable sont calculées selon les valeurs figurant en Annexe 2 des Conditions Particulières Site.

⁽⁵⁾ Si la Période de Souscription inclut un 29 février, le chiffre 8760 est remplacé par 8784.

La part fixe est due, même en l'absence de consommation au(x) Point(s) de Connexion ou de Regroupement, à la date d'ouverture de la Période de Souscription. Cependant, les Parties conviennent que cette somme est perçue par douzième au début de chaque mois.

Pendant une période de travaux programmés, l'énergie à prendre en compte pour le calcul de la part variable de la composante annuelle des Soutirages est la somme du Soutirage sur l'Alimentation Principale et sur l'Alimentation de Secours pendant cette période de travaux programmés. En conséquence, l'énergie soutirée sur l'Alimentation de Secours pendant cette période ne fait pas l'objet de la tarification particulière visée en Annexe 2 des Conditions Particulières Site. La Puissance Souscrite servant de référence pour la prise en compte des dépassements est celle de l'Alimentation Principale. Les dépassements sont facturés au prix stipulé pour l'Alimentation Principale. Ces dispositions ne s'appliquent pas pour la durée supplémentaire de consignation demandée par le Client pour l'entretien de ses propres installations.

- Quand une Alimentation de Secours relève du même Domaine de Tension que l'Alimentation Principale mais qu'elle dépend d'un autre transformateur du RPT, sont facturés au Client des frais de réservation de puissance de transformation, dont la valeur figure en Annexe 2 des Conditions Particulières Site.

9.2.9 Composante de regroupement des Points de Connexion

En cas de regroupement des Points de Connexion, le Client acquitte une composante de regroupement, correspondant à la tarification du réseau existant permettant physiquement ce regroupement.

Cette composante est égale à : $I \times k \times PS$

Où :

I est la plus petite longueur totale des ouvrages électriques du RPT permettant physiquement le regroupement ;

k a une valeur mentionnée en Annexe 2 des Conditions Particulières Site.

Cette composante est due, même en l'absence de flux au Point de Regroupement, à la date d'ouverture de la Période de Souscription. Cependant, les Parties conviennent que cette somme est perçue par douzième au début de chaque mois.

9.2.10 Composante annuelle des dépassements ponctuels programmés pour travaux

Pendant la période durant laquelle la tarification des dépassements ponctuels programmés est appliquée, les dépassements de puissance par rapport à la Puissance Souscrite font l'objet de la facturation suivante :

$$\text{Montant des dépassements} = k' \times \sum_j (P_{jc} - PS)$$

Où :

k' a une valeur mentionnée en Annexe 2 des Conditions Particulières Site ;

P_{jc} est la puissance moyenne dix minutes en kW ;

la PS est définie au chapitre 6 des Conditions Particulières Site ;

j est la période de temps de 10 minutes.

9.2.11 Composante annuelle de l'Energie Réactive

Les dispositions qui suivent s'appliquent uniquement aux Alimentations dédiées au Soutirage.

Lorsque au cours d'un mois, de novembre à mars inclus, la quantité d'Energie Réactive consommée du lundi au samedi de 6 heures à 22 heures est supérieure à 40 % de la quantité d'Energie Active consommée, cet excédent d'Energie Réactive est facturé au prix indiqué en Annexe 2 des Conditions Particulières Site.

Les quantités d'énergie à prendre à compte sont celles du Point de Connexion ou du Point de Regroupement. Le rapport Energie Réactive sur Energie Active mesuré à la Tension de Comptage est ramené au Point de Connexion ou au Point de Regroupement par application d'un correctif positif ou négatif indiqué à l'article 4.2 des Conditions Particulières Site.

En dehors des périodes indiquées au premier alinéa, l'Energie Réactive est mise gratuitement à la disposition du Client.

9.2.12 Tarification avec différenciation temporelle (HTA)

Dans le cas où le Client opte pour une tarification avec différenciation temporelle, les modalités de détermination et de perception de la part fixe de la composante annuelle des soutirages en fonction de la Puissance Souscrite décrites ci-dessus s'appliquent à la Puissance Souscrite Pondérée.

Le montant global de la part variable est calculé par application de la formule ci-après :

$$Part\ variable = \sum_{i=1}^n d_i \cdot E_i$$

Où :

- i désigne la Classe Temporelle ;
- n est le nombre de Classes Temporelles ;
- d_i est le coefficient pondérateur de l'énergie pour la Classe Temporelle i ;
- la valeur des coefficients d_i est mentionnée en Annexe 2 des Conditions Particulières Site ;
- E_i est la somme des énergies soutirées en kWh mesurée par les Installations de Comptage pendant la Classe Temporelle i, éventuellement corrigée pour tenir compte de la différence de localisation entre le Point de Comptage et le Point de Connexion.

Dans le cas où le Client opte pour une tarification avec différenciation temporelle, il conserve cette option tarifaire pendant la durée de la Période de Souscription qui ne peut être inférieure à 12 mois.

A l'expiration de cette période, le Client peut opter pour un autre tarif (tarif sans différenciation temporelle ou autre tarif avec différenciation temporelle) suivant les modalités suivantes :

- Le Client Notifie son choix à RTE au moins un mois avant l'expiration de la Période de Souscription ;
- RTE Notifie au Client un avenant de modification de tarif ;
- Le changement d'option tarifaire prend effet à l'expiration de la Période de Souscription.

En cours d'exécution du Contrat, à l'issue d'une Période de Souscription qui ne peut être inférieure à 12 mois, le Client peut également Notifier à RTE qu'il opte pour une tarification avec différenciation temporelle. Dans ce cas, il est procédé comme indiqué ci-dessus. Le changement d'option tarifaire ouvre une nouvelle Période de Souscription.

10 CONDITIONS DE FACTURATION ET DE PAIEMENT

Les sommes dues par le Client sont exprimées hors taxes et sont à majorer des taxes et impôts en vigueur. Elles sont facturées et payées selon les dispositions suivantes, sauf dispositions contraires précisées dans d'autres articles des Conditions Générales.

10.1 Conditions générales de facturation

RTE établit mensuellement pour chaque Point de Connexion ou Point de Regroupement le montant total à facturer pour le mois d'Injection et/ou de Soutirage concerné à partir des éléments énumérés à l'article 9.2.

Le montant de chacun des éléments de facturation pour le mois M, hors part fixe visées aux articles 9.2.5 et 9.2.8, est facturé au début du mois suivant M+1.

Les modalités particulières de facturation de la part variable de la composante annuelle des Soutirages sont décrites à l'article 10.2 ci-après.

Le montant mensuel de la part fixe visées aux articles 9.2.5 et 9.2.8 pour le mois M est facturé au début du mois M.

Les montants sont facturés en euros (€) et arrondis au centime d'euro (c€) le plus proche.

10.2 Modalités de facturation de la part variable de la composante annuelle des Soutirages

Le montant mensuel de la part variable visée à l'article 9.2.5 est calculé au titre du mois M comme la différence entre :

1. le montant donné par l'application de la formule ci-après :

$$Part\ variable = \frac{d_{periode}}{8760} \times b \times \left(\frac{E_{soutirée}}{d_{periode} \times P_{souscrite}} \right)^c \times P_{souscrite} \quad (6)$$

Où :

$E_{soutirée}$ est la somme des énergies soutirées en kWh mesurée par les Installations de Comptage sur $d_{periode}$, éventuellement corrigée pour tenir compte de la différence de localisation entre le Point de Comptage et le Point de Connexion ;

$d_{periode}$ est la période, exprimée en heures, qui court à compter du début de la Période de Souscription jusqu'à la fin du mois M ;

la valeur des coefficients b et c est mentionnée en Annexe 2 des Conditions Particulières Site.

2. et la somme des montants facturés au titre de la part variable sur les mois précédents depuis le début de la Période de Souscription en cours et au titre de cette Période de Souscription.

⁶ Si la Période de Souscription inclut un 29 février, le chiffre 8760 est remplacé par 8784.

10.3 Modalités de contestation de la facture

Toute réclamation relative à la facture doit être Notifiée à RTE dans un délai de 60 Jours à compter de son émission.

RTE répond à cette contestation dans un délai de 30 Jours à compter de sa réception.

La Notification d'une réclamation n'a pas pour effet de suspendre l'obligation de régler les sommes facturées.

10.4 Conditions de paiement

Le Client précise à l'article 3 des Conditions Particulières Communes son adresse de facturation.

Il indique en outre s'il opte pour un paiement par chèque, par virement ou par prélèvement automatique.

Le Client Notifie à RTE tout changement d'adresse de facturation ou de modalité de paiement. Ce changement prend effet le 1^{er} du mois suivant la Notification à RTE.

10.4.1 Paiement par chèque ou par virement

Si le Client adopte le paiement des factures par chèque ou par virement, l'envoi du règlement doit intervenir dans les 15 Jours à compter de l'émission de la facture. Si le quinzième jour est un dimanche ou un jour férié, la date limite de paiement est reportée au premier Jour Ouvrable suivant.

10.4.2 Paiement par prélèvement automatique

Si le Client adopte le paiement des factures par prélèvement automatique, le délai est de 30 Jours.

Toutefois, le Client peut opter, à l'article 3 des Conditions Particulières Communes, pour un paiement par prélèvement automatique avec un délai minoré ou majoré :

- Quand ce délai est compris entre 15 et 29 Jours, le Client bénéficie sur le montant hors taxes de la facture d'un taux de minoration Td calculé comme suit :
 - $Td = (30 - d) \times (\text{moyenne euribor 1 mois} - p_1) / 365$;
 - la valeur de p_1 est fixée dans les conditions déterminées à l'article 3 des Conditions Particulières Communes ;
 - Td sera revu au début de chaque trimestre civil en fonction des évolutions du marché financier et arrondi au 10/1000^{ème} le plus proche. Par exemple si Td est égal à 0,324 %, il sera arrondi à 0,32 % et si Td est égal à 0,325 %, il sera arrondi à 0,33 %. Si la valeur Td est négative, elle sera fixée à 0.
- Quand ce délai est compris entre 31 et 45 Jours, un taux de majoration pour règlement différé Td est appliqué au montant hors taxes de la facture, avec :
 - $Td = (d - 30) \times (\text{moyenne euribor 1 mois} + p_2) / 365$;
 - la valeur de p_2 est fixée dans les conditions déterminées à l'article 3 des Conditions Particulières Communes ;
 - Td est arrondi au 10/1000^{ème} le plus proche.

La moyenne euribor 1 mois sera prise égale à la moyenne arithmétique mensuelle des taux euribor 1 mois journaliers pratiqués le mois précédant le début du trimestre civil d'application de Td.

RTE peut réviser en cours d'exécution du Contrat les valeurs susvisées p_1 et p_2 , sous réserve d'en aviser le Client par Notification avec un préavis de 30 Jours. RTE publie les nouvelles valeurs p_1 et p_2 sur son site internet.

Par ailleurs, dans le même délai de 30 Jours, le Client peut changer son délai de paiement par prélèvement automatique.

10.5 Défaut de paiement et pénalités en cas de non-paiement

A défaut de paiement intégral dans le délai prévu pour leur règlement, les sommes dues sont majorées de plein droit, et sans qu'il soit besoin d'une mise en demeure, de pénalités calculées sur la base du taux d'intérêt appliqué par la Banque Centrale Européenne à son opération de refinancement la plus récente majoré de 10 points de pourcentage. Ces pénalités portent sur le montant total de la créance (montant de la facture TTC hors minoration). Elles sont calculées à partir de la date d'échéance jusqu'à la date de paiement effectif de la facture et ne peuvent être inférieures à un minimum de perception fixé à 140 € hors taxes.

Si le paiement intégral de toutes les sommes dues au titre du Contrat n'est pas intervenu dans un délai de 30 Jours à compter de l'expiration du délai prévu à l'article 10.4, RTE peut, sans préjudice des préjudices et intérêts auxquels il pourrait prétendre et après mise en demeure par lettre recommandée avec demande d'avis de réception restée sans effet 8 Jours après sa réception :

- Réduire la Puissance Souscrite, l'ampleur de cette réduction étant fonction de l'importance des sommes restant à régler à RTE. Cette réduction de Puissance Souscrite n'ouvre pas droit au profit du Client à une réduction de la part fixe de la composante annuelle des soutirages visée à l'article 9.2.5. En revanche, elle met à sa charge le coût des dépassements de Puissance Souscrite qu'elle induit ;
- Suspendre l'accès au réseau du Site du Client ; en cas de suspension de l'accès au réseau, tous les frais y afférents sont à la charge exclusive du Client. Il en va de même en cas de reprise de l'accès au réseau. Le Client recevra en conséquence une facture spécifique payable dans les 15 Jours à compter de son émission.

RTE rétablira, selon les cas, l'accès au réseau ou la Puissance Souscrite dans les plus brefs délais, sous réserve du paiement par le Client de toutes les sommes dues et des intérêts de retard y afférents.

A défaut de règlement dans un délai de 30 Jours à compter de la mise en œuvre de l'une des mesures susvisées, RTE pourra résilier de plein droit le Contrat, 8 Jours après l'envoi d'une lettre recommandée avec demande d'avis de réception au Client. Nonobstant la résiliation, RTE pourra exercer toute voie et moyen de droit à l'encontre du Client afin de recouvrer les sommes dues.

L'ensemble des frais liés à la suspension de l'accès au réseau, à la réduction de puissance et au rétablissement de l'accès au réseau ou de la Puissance Souscrite sont à la charge exclusive du Client et lui seront facturés.

10.6 Paiement par un tiers

Le Client peut demander à l'article 3 des Conditions Particulières Communes que les factures soient adressées à un tiers. Dans ce cas, il Notifie à RTE le cadre juridique de l'intervention de ce tiers pour que RTE puisse envoyer les factures à cette adresse. En tout état de cause, le Client reste débiteur de RTE.

10.7 Contribution Tarifaire d'Acheminement (CTA)

L'article 18 de la loi 2004-803 du 9 août 2004 a institué au profit de la Caisse nationale des industries électriques et gazières, créée par le décret n°2004-1354 du 10 décembre 2004, une contribution tarifaire sur la prestation de transport d'électricité pour assurer le financement des droits spécifiques du régime spécial d'assurance vieillesse des industries électriques et gazières antérieurs au 31 décembre 2004.

Cette contribution est assise sur les éléments énumérés ci-après hors taxes :

- La composante annuelle de gestion a_1 ;
- La part fixe de la composante annuelle des Soutirages et de la composante annuelle des Alimentations Complémentaires et de Secours ;
- La composante de comptage des Installations de Comptage.

Le taux de la Contribution Tarifaire de l'Acheminement est fixé conformément aux principes définis aux articles 18 et 50 de la loi n° 2004-803 du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières. Elle est soumise à la TVA.

Le montant dû au titre de la CTA est collecté par RTE sous la forme d'une contribution additionnelle au Tarif d'Utilisation du RPT. RTE reverse les fonds ainsi collectés à la Caisse nationale des industries électriques et gazières.

10.8 Contribution au Service Public de l'Electricité (CSPE)

L'article L.121-6 du Code de l'énergie dispose que les charges imputables aux missions de service public assignées aux opérateurs électriques sont intégralement compensées.

Le montant de ces contributions, exprimé en centimes d'euro par kWh, est fixé annuellement par arrêté du ministre chargé de l'énergie pris sur proposition de la CRE. Il est soumis à la TVA.

Le montant dû au titre du Site est fixé conformément à la loi n°2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique.

Le montant dû au titre de la CSPE est collecté par RTE sous la forme d'une contribution additionnelle au Tarif d'Utilisation du RPT.

11 RATTACHEMENT AU RESPONSABLE D'EQUILIBRE

Le Client signe un Accord de Rattachement conforme aux Règles pour chaque Site et le remet à RTE.

La liste des Installations de Production du Client est visée à l'Annexe 1 des Conditions Particulières Communes.

[Prévoir lien internet vers la section 2 des Règles en vigueur]

12 RATTACHEMENT AU RESPONSABLE DE PROGRAMMATION

Le Client désigne un Responsable de Programmation auquel chaque Site est rattaché, en remettant à RTE un Accord de Rattachement conforme aux Règles.

La liste des Installations de Production du Client et leur rattachement à un Responsable de Programmation est visée à l'Annexe 1 des Conditions Particulières Communes.

[Prévoir lien internet vers la section 1 des Règles en vigueur]

13 DISPOSITIONS GENERALES

13.1 Modifications du Contrat

13.1.1 Modification du modèle de Contrat

Conformément au Cahier des Charges du RPT, toute modification du modèle de Contrat pour les Producteurs est soumise à l'approbation de la Commission de régulation de l'énergie et la nouvelle version du modèle est incluse dans la Documentation technique de référence.

13.1.2 Entrée en vigueur de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires

Dès l'entrée en vigueur de nouveaux textes législatifs ou réglementaires en relation avec l'objet du Contrat, et en tant que de besoin, les Parties s'engagent à modifier le Contrat, afin de le rendre conforme aux nouvelles règles en vigueur.

Si les nouvelles dispositions législatives ou réglementaires nécessitent une modification du modèle de CART, il est alors fait application de l'article 13.1.1.

13.1.3 Modification des Conditions Générales du modèle de Contrat

Lorsque les Conditions Générales du modèle de Contrat pour les Producteurs ont fait l'objet d'une modification approuvée par la Commission de régulation de l'énergie, RTE Notifie au Client les modifications qui sont apportées aux Conditions Générales. Les Conditions Générales modifiées se substituent de plein droit aux Conditions Générales en cours.

13.2 Confidentialité

13.2.1 Nature des informations confidentielles

En application de l'article L.111-72 du Code de l'énergie, RTE est tenu de préserver la confidentialité des informations d'ordre économique, commercial, industriel, financier ou technique dont la communication serait de nature à porter atteinte aux règles de concurrence libre et loyale et de non-discrimination imposées par la loi. La liste de ces informations et les conditions de leur utilisation sont fixées par le décret n° 2001-630 du 16 juillet 2001 relatif à la confidentialité des informations détenues par les gestionnaires de réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité, pris pour l'application des articles L.111-72 et L.111-80 du Code de l'énergie.

En outre, pour les informations non visées par ce décret, chaque Partie détermine, par tout moyen à sa convenance, celles, de tout type et sur tout support, qu'elle considère comme confidentielles.

13.2.2 Contenu de l'obligation de confidentialité

Pour les informations confidentielles visées par le décret susvisé du 16 juillet 2001, et conformément à son article 2-II, le Client autorise RTE à communiquer à des tiers (par exemple aux services intervenant dans le cadre des procédures administratives, à l'exploitant des installations du Client ou à une entreprise chargée d'exécuter pour le compte de RTE les travaux de raccordement) ces informations confidentielles si cette communication est nécessaire à l'exécution du Contrat. Pour les informations confidentielles non visées par le décret précité, les Parties s'autorisent à communiquer à des tiers ces informations si cette communication est nécessaire à l'exécution du Contrat.

CG DU CART PRODUCTEUR

Les Parties s'engagent à ce que les tiers, destinataires d'informations confidentielles au sens de l'article 13.2.1, prennent les mêmes engagements de confidentialité que ceux définis au présent article. A ce titre, la Partie destinataire d'une information confidentielle s'engage à prendre, vis-à-vis de ses salariés, des sous-traitants et de toute personne physique ou morale qu'elle mandate pour participer à l'exécution du Contrat, toutes les mesures utiles, notamment contractuelles, pour faire respecter par ceux-ci la confidentialité des informations dont ils pourraient avoir connaissance. Elle prend, en outre, toutes les dispositions utiles pour assurer la protection physique de ces informations, y compris lors de l'archivage de celles-ci.

Chaque Partie Notifie dans les plus brefs délais à l'autre Partie toute violation ou présomption de violation des obligations découlant du présent article.

Les obligations résultant du présent article ne s'appliquent pas si la Partie destinataire d'une information confidentielle apporte la preuve que celle-ci, au moment de sa communication, était déjà accessible au public ou que depuis sa communication, cette information a été reçue par elle, d'un tiers, licitement, sans violation des dispositions du présent article.

13.2.3 Durée de l'obligation de confidentialité

Les Parties s'engagent à respecter le présent engagement de confidentialité pendant une durée de 5 ans après l'expiration ou la résiliation du Contrat.

13.3 Notifications

Toute Notification au titre du Contrat, par RTE ou par le Client, est faite par écrit :

- Soit par une remise en mains propres contre reçu ;
- Soit par lettre recommandée avec demande d'avis de réception ;
- Soit par télécopie ;
- Soit par courriel avec demande d'avis de réception ;

La date de Notification est réputée être :

- La date mentionnée sur le reçu pour une remise en mains propres ;
- La date de l'avis de réception pour une lettre recommandée avec demande d'avis de réception ;
- Le jour et l'heure de l'accuse de réception émis par le télécopieur pour une télécopie ;
- Le jour et l'heure de l'accuse de réception émis par le système informatique de la Partie réceptrice pour un courriel.

Toute Notification du Client à RTE est faite au représentant de ce dernier désigné dans les Conditions Particulières Site. Les coordonnées du Client et de RTE sont indiquées aux Conditions Particulières Site. Tout changement d'adresse ou de correspondant fait l'objet par la Partie qui en est à l'origine d'une Notification au correspondant de l'autre Partie. Le changement prend effet dans un délai de 15 Jours à compter de la réception de cette Notification par l'autre Partie.

Le Client peut avoir recours à des services accessibles par son espace personnalisé sur le site internet de RTE. Dans ce cas, les Notifications peuvent également être effectuées par une mise en ligne sur cet espace par la personne dûment habilitée dont les coordonnées figurent en Annexe 4 des Conditions Particulières Site. La date de Notification est alors réputée être la date mentionnée sur le courriel de confirmation.

RTE privilégie l'utilisation de l'espace personnalisé du Client.

13.4 Contestations

En cas de contestation relative à l'interprétation ou l'exécution du Contrat, les Parties se rencontrent en vue de rechercher une solution amiable.

A cet effet, la Partie demanderesse adresse à l'autre Partie une Notification précisant :

- La référence du Contrat (n° et date de signature) ;
- L'objet de la contestation ;
- La proposition d'une rencontre en vue de régler à l'amiable le litige.

Les Parties conviennent expressément que le défaut d'accord, à l'issue d'un délai de trente Jours à compter de la Notification du différend, vaut échec desdites négociations.

Conformément à l'article L.134-19 du Code de l'énergie, en cas de différend entre RTE et le Client lié à l'accès au RPT ou à son utilisation, notamment en cas de refus d'accès ou de désaccord sur la conclusion, l'interprétation ou l'exécution du présent Contrat, la Commission de Régulation de l'Energie peut être saisie par l'une ou l'autre des Parties.

Les litiges portés devant une juridiction sont soumis au Tribunal de commerce de Paris.

13.5 Cession

Le Contrat est incessible, sauf accord préalable écrit de RTE.

En cas de modification du statut juridique du Client (fusion, absorption, etc.), ce dernier en informe RTE dans les meilleurs délais, par lettre recommandée avec demande d'avis de réception.

13.6 Résiliation et suspension

Le Contrat peut être résilié de plein droit sans indemnité dans les cas énumérés ci-après :

- Le Client n'a pas réglé l'ensemble des sommes dues à RTE à l'expiration du délai de 8 Jours à compter de l'envoi de la mise en demeure visée à l'avant-dernier alinéa de l'article 10.5 ;
- Un événement de force majeure se prolonge au-delà de 3 mois à compter de sa survenance ;
- En cas de cessation d'activité du Client, dûment justifiée et Notifiée à RTE
- Et, plus généralement, en cas de manquement du Client ou de RTE à une obligation du présent Contrat.

Une Partie peut résilier le Contrat notamment dans les cas énumérés ci-dessus, par l'envoi à l'autre Partie d'une lettre recommandée avec demande d'avis de réception. La résiliation prend effet à l'expiration d'un délai de 15 Jours à compter de la réception de ladite lettre recommandée.

Par ailleurs, en application de l'article 14-IV du Cahier des Charges du RPT, RTE peut également refuser ou interrompre l'accès au réseau du Client :

- en cas de non-respect des dispositions réglementaires ou contractuelles visant à limiter les perturbations générées par les installations de ce Client ;
- en cas de risque grave et immédiat pour la sécurité du personnel de RTE ou des tiers ou pour la sûreté du réseau ;
- en cas d'usage illicite ou frauduleux du Réseau Public de Transport

CG DU CART PRODUCTEUR

Enfin, si à la date d'effet du retrait du Site de son Périmètre d'Equilibre, RTE n'a pas reçu Notification par le Client du rattachement du Site au Périmètre d'un nouveau Responsable d'Equilibre, RTE peut suspendre immédiatement l'accès au réseau du Site et/ou résilier le Contrat sans préavis, ni indemnité au profit du Client.

En cas de suspension de l'accès au réseau, tous les frais y afférents sont à la charge exclusive du Client. Il en va de même en cas de reprise de l'accès au réseau. Le Client recevra en conséquence une facture spécifique payable dans les 15 Jours de son émission.

En tout dernier lieu, le contrat est suspendu, lorsque la Commission de Régulation de l'Energie prononce une interdiction temporaire d'accès au réseau, en application de l'article L.134-27 du Code de l'énergie. Dans ce cas, les Parties n'encourent aucune responsabilité du fait de l'inexécution de leurs obligations respectives pendant la durée de la suspension. La durée de la suspension est sans effet sur le terme du Contrat et est sans incidence sur les périodes et le décompte du temps mentionnés dans le Contrat.

13.7 Déconnexion du R.P.T.

Au cas où l'accès au RPT du Site, objet du Contrat, serait définitivement interrompu, RTE procédera à la déconnexion du RPT de l'Installation aux frais du Client, sous réserve que cet ouvrage soit exclusivement dédié à l'alimentation de celui-ci.

13.8 Entrée en vigueur et durée du Contrat

Le Contrat prend effet à la date fixée aux Conditions Particulières qui est obligatoirement le premier Jour d'un mois.

Le Contrat est conclu pour une durée indéterminée.

Il peut être résilié par l'une ou l'autre des Parties à tout moment sous réserve de respecter un délai de prévenance de 6 mois.

Le Contrat est résilié par l'envoi à l'autre Partie d'une lettre recommandée avec demande d'avis de réception. La résiliation prend effet à l'expiration du délai de 6 mois à compter de la date d'expédition de ladite lettre recommandée.

Dans le cas où le Client procède à la résiliation du Contrat, et demande la conclusion d'un autre contrat d'accès au RPT, la Période de Souscription associée à l'ancien contrat sera reconduite dans le nouveau Contrat.

13.9 Droit applicable et langue du Contrat

Le Contrat est régi par le droit français. Nonobstant toutes traductions qui pourraient en être faites, signées ou non, la langue faisant foi pour l'interprétation ou l'exécution du Contrat est le français.

14 ANNEXE : DEFINITIONS

Accord de Rattachement :

Accord de Rattachement au Responsable d'Equilibre selon le modèle annexé à la section 2 des Règles et Accord de Rattachement au Responsable de Programmation selon le modèle annexé à la section 1 des Règles.

Alimentation Principale :

Ensemble d'ouvrages de raccordement assurant un transit d'énergie et permettant d'assurer la mise à disposition de la puissance de soutirage que l'Utilisateur a souscrite et/ou de la puissance maximale d'Injection convenue en régime normal d'exploitation des ouvrages électriques de l'Utilisateur.

Alimentation Complémentaire :

Ensemble d'ouvrages de raccordement assurant un transit d'énergie, établis au même Domaine de Tension que l'Alimentation Principale et non nécessaires à l'alimentation du Site. Les Alimentations d'un Utilisateur qui ne sont ni des Alimentations Principales, ni des Alimentations de Secours sont les Alimentations Complémentaires de cet Utilisateur.

Alimentation de Secours :

Ensemble d'ouvrages de raccordement assurant un transit d'énergie et, si elle est maintenue sous tension, n'étant utilisée pour le transfert d'énergie entre le Réseau Public de Transport ou de Distribution et les installations d'un ou plusieurs Utilisateurs qu'en cas d'indisponibilité de tout ou partie de ses ou de leurs Alimentations principales et complémentaires.

Accord en Amont J-1 :

Accord par lequel RTE et le Responsable de Programmation définissent les conditions techniques et financières en vue de la résolution d'une contrainte affectant un ouvrage du RPT ou un ouvrage appartenant au Client.

Annexe :

Les Annexes visées à l'article 2 des Conditions Générales.

Bornier :

Equipement permettant de mettre à la disposition du Client les données obtenues à partir des Compteurs.

Cahier des Charges du RPT :

Cahier des Charges en date du 30 octobre 2008 annexé à la convention du 27 novembre 1958 portant concession à RTE du Réseau Public de Transport d'électricité ou RPT.

CG DU CART PRODUCTEUR

Classe Temporelle :

Pour tout tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité, ensemble des heures de l'année durant lesquelles le même coefficient tarifaire s'applique.

Client, Producteur :

Personne titulaire du présent contrat.

Client en Décompte :

Tiers dont les installations sont alimentées par l'intermédiaire d'un réseau privé d'un Client.

Compteur :

Dispositif de mesure d'Energie Active et/ou Réactive associé à une mémorisation par période fixe des énergies mesurées.

Compteur de Référence :

Compteur utilisé comme référence pour la mesure des flux d'énergie entre le Client et le RTE.

Contrat ou CART :

Le Contrat ou CART garantit le droit d'accès au Réseau Public de Transport de l'Utilisateur. Il est constitué par :

- Les Conditions Générales (CG) ;
- Les Conditions Particulières (CP).
- Et leurs Annexes.

Conditions Générales :

Les Conditions Générales du Contrat définissent les modalités d'accès au Réseau Public de Transport pour tout Site.

Conditions Particulières :

Les Conditions Particulières comprennent des Conditions Particulières Communes et des Conditions Particulières par Site. Elles déclinent les Conditions Générales aux spécificités des Installations de Production du Client.

Conditions Particulières Communes :

Les Conditions Particulières Communes traitent de manière globale, pour l'ensemble des Sites, un certain nombre de questions telles que le rattachement à un Responsable de Programmation et à un Responsable d'Equilibre et les conditions de facturation et de paiement.

Conditions Particulières Site :

Les Conditions Particulières Site sont applicables à chaque Site. Elles ont pour objet de définir les conditions techniques, juridiques et financières de l'accès du Client au Réseau Public de Transport en vue de l'Injection d'énergie électrique dudit Site.

CG DU CART PRODUCTEUR

Contrat de Gestion Prévisionnelle :

Contrat par lequel RTE et le Responsable de Programmation conviennent des modalités de consultation, de concertation et de coordination pour l'exécution des travaux de maintenance, de renouvellement, de développement et de réparation des ouvrages du RPT.

Courbe de Charge :

Ensemble de valeurs moyennes horodatées d'une grandeur mesurée, sur des périodes d'intégration consécutives et de même durée, de la puissance active soutirée.

Décompte des Energies :

Calcul en temps différé de l'énergie injectée et soutirée à partir des données recueillies et mémorisées par les Installations de Comptage.

Déconnexion :

Séparation physique du Site du Réseau Public de Transport.

Dispositif de Comptage :

Ensemble constitué de

- de Compteurs,
- d'un Bornier,
- d'une horloge synchronisée par trame radio ou émission GPS,
- de câbles et dispositif de liaison entre ces différents composants.

Documentation technique de référence (DTR) :

Documentation technique de référence de RTE, mentionnée à l'Article 35 du Cahier des Charges du RPT. La DTR précise les modalités pratiques d'exploitation et d'utilisation du réseau. Elle est publiée sur le site Internet de RTE.

Domaine de Tension :

Les Domaines de Tension des Réseaux Publics de Transport et de Distribution en courant alternatif sont définis par le tableau ci-dessous :

Tension de connexion (Un)	Domaine de Tension		
Un ≤ 1 kV	BT		Domaine basse tension
1 kV < Un ≤ 40 kV	HTA 1	Domaine HTA	Domaine haute tension
40 kV < Un ≤ 50 kV	HTA 2		
50 kV < Un ≤ 130 kV	HTB 1	Domaine HTB	
130 kV < Un ≤ 350 kV	HTB 2		
350 kV < Un ≤ 500 kV	HTB 3		

Les tarifs applicables aux Utilisateurs connectés aux réseaux publics en HTA 2 sont ceux du domaine de tension HTB 1.

CG DU CART PRODUCTEUR

Données de Comptage :

Energies mesurées par pas de 10 minutes en chaque Point de Comptage. Ces valeurs sont exprimées en puissances moyennes sur chaque pas de dix minutes. Chacune de ces valeurs est datée (année, jour et heure) et mémorisée pour la télé-relevé ou pour leur mise à disposition au près du Client.

Données de Comptage Brutes :

Données de Comptage télé-relevées ou mises à disposition.

Données de Comptage Validées :

Données de Comptage télé-relevées ou mises à disposition qui ont éventuellement fait l'objet d'un remplacement du fait de Données Brutes erronées ou indisponibles.

Ecart :

Au sens des Règles, différence entre le total des quantités d'énergie injectées et le total des quantités d'énergie soutirées dans un Périmètre d'Equilibre.

Energie Active :

Intégrale de la puissance active P pendant une période de temps déterminée.

Energie Réactive :

Intégrale de la puissance réactive Q pendant une période de temps déterminée.

EDA (Entité d'Ajustement) :

Au sens des Règles, unité élémentaire d'ajustement, composée d'une ou plusieurs entités de programmation (EDP) géographiquement localisée(s) ou d'un ou plusieurs points de soutirage ou d'un point d'échange, apte à répondre à une sollicitation de RTE visant à injecter ou à soutirer sur le RPT une quantité d'électricité donnée, pendant une période donnée.

Fournisseur de Secours :

Fournisseur d'électricité de secours au sens de l'article L.321-15 du Code de l'énergie.

Fourniture de Puissance Réactive :

Transit d'énergie électrique réactive par le Point de Connexion destiné à l'alimentation du réseau public d'électricité par l'Utilisateur.

Groupe de Production ou GdP :

Association de machines tournantes ou de générateurs statiques permettant de transformer une énergie primaire (thermique, hydraulique, éolienne, marémotrice, solaire...) en énergie électrique.

Ilotage :

Fonctionnement en réseau séparé d'installations de consommation et de production. Pendant cette période, ces installations sont donc déconnectées du RPT.

Indisponibilité :

Etat d'un Groupe de Production ou d'un élément du RPT qui est déclaré hors service.

Indisponibilité Non Programmée :

Indisponibilité résultant soit du fonctionnement d'un automatisme, soit d'une action volontaire pour assurer la sécurité des personnes ou des biens (telle qu'une opération dite de « retrait urgent »). En cas d'action volontaire, l'origine de l'Indisponibilité est soit un risque électrique de proximité d'un ouvrage vis-à-vis d'un tiers, soit une anomalie imprévisible et irrésistible identifiée sur un ouvrage, nécessitant la remise en état et conduisant à la mise hors service au plus tôt de l'ouvrage.

Injection (de puissance active):

Transit d'énergie électrique active par Point de Connexion destiné à l'alimentation du RPT par l'Utilisateur.

Installation de Comptage :

Ensemble constitué :

- de transformateurs de mesure de tension et de courant,
- d'un Dispositif de Comptage,
- d'une alimentation électrique,
- d'une interface avec le réseau public téléphonique commuté,
- de câbles et dispositif de liaison entre ces composants.

Installation de Production (décret du 23 avril 2008) :

Équipements destinés à la production d'énergie électrique qui comprennent un ou plusieurs Groupes de Production ainsi que des appareillages auxiliaires (poste d'évacuation, auxiliaires de production...). Ces équipements sont regroupés sur un même site et exploités par le même Client, qui bénéficie à ce titre d'une convention de raccordement unique.

Une installation correspond à un établissement identifié par un numéro de SIRET.

Interface de communication :

Dispositif pour communiquer par télé-relevé les données mémorisées par les compteurs via le réseau téléphonique public commuté.

Interruption Programmée :

Indisponibilité résultant des opérations nécessaires à la maintenance, au renouvellement, au développement et à la réparation des ouvrages du RPT, dans les conditions visées au chapitre 6 du Contrat.

CG DU CART PRODUCTEUR

Jour, Journée :

Période de 24 Heures commençant à 0 heures 00 et finissant à 23 heures 59. Les jours de changement d'heure légale comptent soit 23 Heures soit 25 Heures. A défaut de précision, un Jour est un jour calendaire.

Jour Ouvrable :

Un Jour Ouvrable correspond à un Jour de la semaine à l'exception du dimanche et des jours fériés et chômés.

Jour Ouvré :

Un Jour Ouvré correspond à un Jour de la semaine à l'exception du samedi, dimanche et des jours fériés et chômés.

Mécanisme d'Ajustement :

Au sens des Règles, mécanisme mis en place par RTE, en application de l'article L.321-10 du Code de l'énergie, en vue d'assurer les deux (2) missions suivantes :

- assurer en temps réel l'équilibre Production = Consommation,
- résoudre les congestions du RPT.

Les règles relatives à ce mécanisme sont définies dans les Règles.

Notification :

Envoi d'informations par une Partie à l'autre suivant les modalités fixées à l'article 13.3 des Dispositions Générales du Contrat

Obligation d'Achat :

Dispositif législatif obligeant EDF et les distributeurs non nationalisés (DNN) à acheter de l'électricité produite par certaines filières de production à des conditions imposées.

Offre d'Ajustement (à la baisse ou à la hausse) :

Au sens des Règles, ensemble des conditions techniques et financières auxquelles l'acteur d'ajustement propose à RTE une variation de l'Injection ou du Soutirage d'une entité d'ajustement (EDA).

Partie ou Parties :

Les signataires du Contrat (le Client et RTE) mentionnés dans les Conditions Particulières.

Périmètre d'Equilibre :

Au sens des Règles, ensemble d'éléments d'Injection et de Soutirage sur le RPT et le RPD français, déclarés par un Responsable d'Equilibre à RTE et/ou à un ou plusieurs gestionnaires de Réseaux Publics de Distribution.

CG DU CART PRODUCTEUR

Période de Souscription :

Durée de validité d'une souscription de Puissance Souscrite. Celle-ci est normalement de 12 mois mais peut être de durée inférieure, notamment en cas de modification de Puissance Souscrite.

Point de Surveillance Technique ou PST :

Point auquel sont pris les engagements de RTE en matière de qualité de l'électricité.

Point de Comptage :

Point physique où sont placés les transformateurs de mesures destinés au comptage des flux d'énergie.

Points de Connexion :

Le ou les Point(s) de Connexion d'un Utilisateur au réseau public d'électricité coïncide(nt) avec la limite de propriété entre les ouvrages électriques de l'Utilisateur et les ouvrages électriques du réseau public et correspond(ent) généralement à l'extrémité d'un ouvrage électrique, matérialisée par un organe de coupure. Par organe de coupure, on entend un appareil installé sur un réseau électrique et permettant d'interrompre un courant non nul qui circule entre les deux extrémités de cet appareil.

Point de Connexion Confondu :

Pour l'application des règles tarifaires visées au chapitre 9 des Conditions Générales, pour un Client disposant de plusieurs Points de Connexion aux réseaux publics en HTB ou en HTA, tout ou partie de ces points sont considérés confondus, si en régime normal d'exploitation des ouvrages électriques de l'Utilisateur tel que convenu contractuellement avec le(s) gestionnaire(s) du (des) réseau(x) public(s), ils sont reliés par des ouvrages électriques de ce Client au même Domaine de Tension.

Point de Regroupement :

Point servant au regroupement tarifaire de plusieurs points de Connexion. Cette notion est précisée à l'article 5.2.2 des Conditions Générales.

Prestations Annexes :

Prestations réalisées :

- à titre exclusif par les gestionnaires des réseaux publics d'électricité, conformément à l'article L.341-3 alinéa 3 du Code de l'énergie ;
- par les gestionnaires de réseaux publics dans un contexte concurrentiel. Les prix de ces prestations sont librement fixés par les gestionnaires de réseaux.

Producteur :

Personne titulaire de l'autorisation d'exploiter ou réputée autorisée au sens des articles L.311-1, L.311-5 et L.311-6 du Code de l'énergie et titulaire du présent Contrat (dénommé également le Client dans le Contrat).

Programmation :

Au sens des Règles, mécanisme par lequel un Responsable de Programmation établit une prévision de la production (programme) d'une entité de programmation (EDP) ou d'une entité de prévision, avant l'heure limite d'accès au réseau, en J-1 pour J, et, le cas échéant, en infrajournalier, et la transmet à RTE.

Programme d'Appel :

Au sens des Règles, chroniques établies par un Responsable de Programmation en J-1 pour J comprenant les informations relatives à la prévision de production et de participation aux réserves primaire et secondaire de réglage de la fréquence d'une entité de production (EDP).

Programme de Marche :

Au sens des Règles, chroniques que doivent suivre les Groupes de Production, résultant du Programme d'Appel transmis par le Responsable de Programmation, des éventuelles redéclarations acceptées, des éventuels ordres d'ajustement et des éventuels d'ordres à exécution immédiate.

Proposition Technique et Financière :

Devis adressé au Client par RTE.

Puissance Active Maximale :

Valeur contractuelle correspondant à la puissance active maximale qu'est susceptible de fournir l'Installation de Production au Point de Connexion en fonctionnement normal et sans limitation de durée. Elle est précisée à l'article 3.2 des Conditions Particulières Site.

Puissance de Raccordement :

Puissance active maximale pour laquelle l'Utilisateur du Réseau Public de Transport demande que soit dimensionné son raccordement pour le Soutirage. Elle est précisée à l'article 3.3 des Conditions Particulières Site.

Puissance Souscrite :

Puissance que le Client détermine au Point de Connexion ou au Point de Regroupement, en fonction de ses besoins vis-à-vis du RPT. La puissance appelée en excédent de la Puissance Souscrite correspond à un dépassement traité à l'article 5.5 des Conditions Générales.

Puissance Souscrite Pondérée :

Puissance calculée à partir des Puissances Souscrites P_i selon la formule visée à l'article 5.4 des Conditions Générales.

Rapport tangente phi ou tangente phi ($\tan \varphi$) :

Mesure, en un point quelconque du réseau électrique, le déphasage des signaux de tension et d'intensité. Le rapport $\tan \varphi$ constitue un paramètre important de la conduite et de la sûreté du réseau électrique.

CG DU CART PRODUCTEUR

Règles :

Règles relatives à la Programmation, au Mécanisme d'Ajustement et au dispositif de Responsable d'Equilibre, publiées sur le site internet de RTE (www.rte-france.com).

Réseau Public de Transport d'électricité ou RPT :

Ensemble des ouvrages mentionnés à l'article L.321-4 du Code de l'énergie et dans le décret n°2005-172 du 22 février 2005 pris pour son application.

Réseaux Publics de Distribution d'électricité ou RPD :

Ensemble des ouvrages définis aux articles L. 2224-31 du Code général des collectivités territoriales et 37 de la loi n°2004-803 du 9 août 2004.

Réseau Amont :

Pour une Installation de Production, ensemble des ouvrages du RPT autres que le Réseau d'Evacuation tel que décrit à l'article 3.1 des Conditions Particulières Site.

Réseau d'Evacuation :

Ensemble des ouvrages du RPT listés à l'article 3.1 des Conditions Particulières Site.

Responsable d'Equilibre :

Au sens des Règles, personne morale ayant signé avec RTE un accord de participation conformément aux Règles, en application duquel les signataires s'obligent l'un envers l'autre à compenser financièrement les Ecarts constatés a posteriori dans le Périmètre d'Equilibre. Les Ecarts négatifs doivent être compensés financièrement par le Responsable d'Equilibre à RTE et les Ecarts positifs doivent être compensés financièrement par RTE au Responsable d'Equilibre.

Responsable de Programmation :

Au sens des Règles, personne morale ayant signé avec RTE un accord de participation conformément aux Règles, en application duquel le Responsable de Programmation assure la fonction de Programmation pour une ou plusieurs entités de prévision, correspondant à un ou plusieurs Groupes de Production, conformément au Chapitre C des Règles.

Site :

Voir « Installation de Production »

Site en Décompte :

Tiers, identifié par un numéro de SIRET, dont les installations sont alimentées par l'intermédiaire du réseau privé relevant du Client.

Soutirage (de puissance active) :

Transit d'énergie électrique active par le Point de Connexion destiné à desservir l'Utilisateur du RPT.

CG DU CART PRODUCTEUR

Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité :

Les Tarifs d'Utilisation du Réseau Public de transport et des Réseaux Publics de Distribution (TURPE) applicables aux Utilisateurs. Ces tarifs sont calculés de manière non discriminatoire, afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux, y compris les coûts résultant de l'exécution des missions et des contrats de service public.

Tension d'Alimentation Déclarée (Uc) :

Référence des engagements de RTE en matière de qualité de l'onde de tension. Sa valeur, fixée à l'article 8.3 des Conditions Particulières, peut différer de la Tension Nominale (U_n). Cette tension est également dénommée tension contractuelle.

Tension de Comptage :

Tension à laquelle sont raccordés les transformateurs de tension destinés au Comptage.

Tension de Fourniture (Uf) :

Tension que RTE délivre au Point de Connexion à un instant donné.

Tension Nominale (Un) :

Tension qui a servi de référence à la conception d'un réseau ou d'un matériel et qui est utilisée par la suite pour le désigner.

Utilisateur :

Utilisateur du Réseau Public de Transport ou d'un Réseau Public de Distribution, personne physique ou morale ou encore établissement d'une personne morale, alimentant directement ce réseau ou directement desservi par ce réseau. Les gestionnaires de Réseaux Publics de Distribution qui soutirent sur le RPT pour les besoins de leurs clients finaux raccordés aux RPD, ne sont pas considérés comme des Utilisateurs.



Réseau de transport d'électricité

*CONDITIONS PARTICULIERES COMMUNES
DU CONTRAT D'ACCES AU RESEAU PUBLIC DE TRANSPORT
D'ELECTRICITE POUR UN CLIENT PRODUCTEUR*

CONTRACTANTS

RTE Réseau de transport d'électricité

Tour Initiale - 1, Terrasse Bellini, TSA 41000

92919 La Défense Cedex

Société Anonyme à conseil de surveillance
et directoire au capital de 2 132 285 690 €

Identifiant TVA : FR19444619258

Siren RTE : 444 619 258 RCS Nanterre

NAF : 35.12Z

Représenté par :

En qualité de :

Ci-après désigné « **RTE** »

XXX

XXXXXXXXX

XX XXX XXXXXXXX

Société xxxxxxxxx,

au capital de X €

Identifiant TVA : FRXXXXXXXXXX

Siren : XXX XXX XXX RCS Xxxxxx

NAF: XXXX

Représenté par : X

En qualité de : Xxxxxx

Ci-après désigné « **Le Client** »

OBJET

Conditions Particulières Communes du Contrat d'Accès au Réseau Public de Transport pour un Producteur

N° du CART = [reprenant à la fin le n° compte de contrat]
[Les remarques entre crochets ont pour but d'expliquer comment remplir et/ou compléter les champs à renseigner. Elles n'apparaissent pas dans la version à signer par le Client.]

DUREE

Le Contrat prend effet le 01/XX/201X pour une durée indéterminée.

INTERLOCUTEURS

Pour RTE

Interlocuteur :

Adresse postale : RTE – Adresse de l'Unité

 :

Fax :

e-mail :

Pour le Client

Interlocuteur :

Adresse postale :

 :

Fax :

e-mail :

SIGNATURES (CONTRAT A SIGNER EN DOUBLE EXEMPLAIRE ; PARAPHER CHAQUE PAGE)

Pour RTE

Date :

Nom et qualité du signataire :

Pour le XXX

Date :

Nom et qualité du signataire :

1. Sommaire

2. PERIMETRE CONTRACTUEL ET OBJET	4
2.1 Périmètre contractuel	4
2.2 Objet	4
3. CONDITIONS DE FACTURATION ET DE PAIEMENT	5
ANNEXE 1 : LISTE DES INSTALLATIONS DE PRODUCTION.....	6

2. Périmètre contractuel et objet

2.1 Périmètre contractuel

Le Contrat d'Accès au Réseau Public de Transport d'électricité (CART) pour les Installations de Production raccordées à ce réseau comprend les pièces suivantes :

- Les Conditions Particulières : elles comprennent, d'une part, les présentes Conditions Particulières Communes qui traitent de manière globale, pour l'ensemble des Sites, un certain nombre de questions telles que le rattachement à un Responsable de Programmation et à un Responsable d'Equilibre et les conditions de facturation et de paiement et, d'autre part, des Conditions Particulières applicables à chaque Site (les Conditions Particulières Site) dont l'objet est de définir les conditions techniques, juridiques et financières de l'accès du Client au Réseau Public de Transport en vue de l'Injection d'énergie électrique dudit Site.
- Les Conditions Générales, dont le Client reconnaît avoir pleinement connaissance et dont il déclare accepter sans réserve toutes les dispositions ;
- et leurs Annexes.

Les Conditions Particulières prévalent sur les Conditions Générales.

Ces pièces constituent l'intégralité et l'exclusivité de l'accord des Parties quant à leur objet.

Elles annulent et remplacent toutes lettres, propositions, offres et conventions antérieures portant sur le même objet.

2.2 Objet

Les présentes Conditions Particulières Communes ont pour objet de définir un certain nombre de questions telles que les conditions de facturation et de paiement pour l'ensemble des Sites visés en Annexe 1.

3. Conditions de facturation et de paiement

Adresse de facturation du Client :

.....
.....
.....

Conditions de paiement :

Le Client opte pour :

- ☐ Le paiement par chèque sous 15 Jours ;
- ☐ Le paiement par virement sous 15 Jours ;
- ☐ Le prélèvement automatique à Jours

Dans ce cas, il transmet à RTE une autorisation de prélèvement automatique, dûment complétée et signée.

[A ajouter si le Client opte pour le paiement minoré ou majoré par prélèvement automatique]

Comme indiqué à l'article 10.4.2 des Conditions Générales, p_1 et p_2 sont publiées sur le site internet de RTE et Notifiées au Client en cas de changement à l'initiative de RTE.

[si nécessaire en cas de délégation de paiement, ajouter :]

Demande d'envoi de ses factures à un tiers :

- ☐ Oui
- ☐ Non

Annexe 1 : Liste des Installations de Production

Installations de Production

CONDITIONS PARTICULIERES SITE DU CONTRAT D'ACCES AU RPT

CONTRACTANTS

RTE Réseau de transport d'électricité

Tour Initiale - 1, Terrasse Bellini, TSA 41000
92919 La Défense Cedex

Société Anonyme à conseil de surveillance
et directoire au capital de 2 132 285 690 €

Identifiant TVA : FR19444619258

Siren RTE : 444 619 258 RCS Nanterre

NAF : 35.12Z

Représenté par :

En qualité de :

Ci-après désigné « RTE »

XXX

XXXXXXXXX

XX XXX XXXXXXXX

Société xxxxxxxx,

au capital de X €

Identifiant TVA : FRXXXXXXXXXX

Siren : XXX XXX XXX RCS Xxxxx

NAF: XXXX

Représenté par : X

En qualité de : Xxxxxx

Ci-après désigné « Le Client »

OBJET

Conditions Particulières du Contrat d'Accès au Réseau Public de Transport
pour le Site « Nom et adresse du site », identifié par le N° de SIRET : XXX XXX XXX XXXXXX

N° du CART = [reprenant à la fin le n°compte de contrat]

[Les remarques entre crochets ont pour but d'expliquer comment remplir et/ou compléter les champs à renseigner. Elles n'apparaissent pas dans la version à signer par le Client.]

DUREE

Le Contrat prend effet le 01/XX/201X pour une durée indéterminée.

SIGNATURES (CONTRAT A SIGNER EN DOUBLE EXEMPLAIRE ; PARAPHER CHAQUE PAGE)

Pour RTE

Pour XXX

Date :

Date :

Nom et qualité du signataire :

Nom et qualité du signataire :

1 Sommaire

2 PERIMETRE CONTRACTUEL	4
2.1 Périmètre contractuel	4
2.2 Objet	4
3 DESCRIPTION DES INSTALLATIONS PERMETTANT L'ACCES AU RESEAU DU CLIENT	5
3.1 Description des Alimentations et du Réseau d'Evacuation	5
3.2 Puissance Active Maximale à l'Injection	5
3.3 Puissance de Raccordement	5
3.4 Domaine de Tension	5
3.5 Description des installations du Producteur	6
3.6 Installations de Comptage	6
4 MODALITES DE CORRECTION DES DONNEES DE COMPTAGE	7
4.1 Données de Comptage en Energie Active	7
4.2 Energie Réactive	7
5 PRESTATIONS RELATIVES A L'ACCES AUX DONNEES DE COMPTAGE	8
5.1 Mise à disposition des Données de Comptage	8
5.2 Accès direct aux Données de Comptage	9
6 FIXATION DE LA PUISSANCE SOUSCRITE	10
6.1 Par Point de Connexion	10
6.2 Par Point de Regroupement (optionnel)	12
7 PRESTATIONS RELATIVES AUX INTERRUPTIONS PROGRAMMEES	13
7.1 Début de la période d'engagement	13
7.2 Portée de l'engagement	13
8 PRESTATIONS RELATIVES A LA QUALITE DE L'ELECTRICITE	14
8.1 Détermination des Points de Surveillance Technique	14
8.2 Engagements de RTE en matière de qualité de l'onde de tension	14

ANNEXE 1 : SCHEMA DU SITE ET NOMENCLATURE DES INSTALLATIONS DE COMPTAGE.....	15
ANNEXE 2 : APPLICATION DU TURPE.....	17
ANNEXE 3 : FORMULE(S) DE DECOMPTE DES ENERGIES POUR LE DISPOSITIF DE RESPONSABLE D'EQUILIBRE.....	20
ANNEXE 4 : INTERLOCUTEURS	21
ANNEXE 5 : MODALITES OPERATIONNELLES DE TELE-RELEVÉ.....	22
ANNEXE 6 : EXEMPLES DE COMPTE-RENDU FACTUEL D'INCIDENT SUITE A UNE INDISPONIBILITE NON PROGRAMMEE	23
ANNEXE 7 : DESCRIPTION DES TRANSFORMATEURS DE MESURE ET DES COMPTEURS.....	25

2 Périmètre contractuel

2.1 Périmètre contractuel

Le Contrat d'Accès au Réseau Public de Transport d'électricité (CART) pour les Installations de Production raccordées à ce réseau comprend les pièces suivantes :

- Les présentes Conditions Particulières : elles comprennent, d'une part, les Conditions Particulières Communes qui traitent de manière globale, pour l'ensemble des Sites, un certain nombre de questions telles que le rattachement à un Responsable de Programmation et à un Responsable d'Equilibre et les conditions de facturation et de paiement et, d'autre part, les présentes Conditions Particulières applicables à chaque Site (les Conditions Particulières Site) dont l'objet est de définir les conditions techniques, juridiques et financières de l'accès du Client au Réseau Public de Transport en vue de l'Injection d'énergie électrique dudit Site.
- Les Conditions Générales, dont le Client reconnaît avoir pleinement connaissance et dont il déclare accepter sans réserve toutes les dispositions ;
- et leurs Annexes.

Les Conditions Particulières prévalent sur les Conditions Générales.

Ces pièces constituent l'intégralité et l'exclusivité de l'accord des Parties quant à leur objet.

Elles annulent et remplacent toutes lettres, propositions, offres et conventions antérieures portant sur le même objet.

2.2 Objet

Les présentes Conditions Particulières Site ont pour objet de définir les conditions techniques, juridiques et financières de l'accès du Client au Réseau Public de Transport en vue de l'Injection d'énergie électrique pour l'Installation de Production suivante : _____.

Un schéma général des installations des différents acteurs est joint en Annexe 1.

Le Client s'engage à Notifier à RTE toute évolution de ce schéma de nature à entraîner une modification du Contrat, notamment en cas de modification du raccordement, de l'arrivée d'un Client en Décompte et de la pose ou du déplacement d'Installations de Comptage. Il joint à cette Notification une mise à jour du schéma joint en Annexe 1.

Par ailleurs, en cas de modification de la formule de Décompte des Energies visée en Annexe 3, le Client informe le Responsable d'Equilibre auquel est rattaché son Site.

3 Description des installations permettant l'accès au réseau du Client

Le raccordement des Sites aux réseaux publics d'électricité, dans les conditions déterminées par les textes réglementaires applicables, est un préalable à l'accès aux réseaux. Ce raccordement donne lieu à une convention de raccordement, qui décrit les installations raccordées au Réseau Public de Transport d'électricité (RPT), en vue de permettre au Client d'accéder à ce réseau.

La description des principales installations est reprise, à titre indicatif, dans les dispositions ci-après.

3.1 Description des Alimentations et du Réseau d'Evacuation

- *[Décrire les Alimentations Principales, Complémentaires et de Secours du Site, ainsi que les Points de Connexion]*
- *[Décrire l'ensemble des ouvrages constituant le Réseau d'Evacuation du Site, y compris les éventuels automates relevant du Réseau d'Evacuation. Un schéma à valeur indicative peut être ajouté.]*

3.2 Puissance Active Maximale à l'Injection

- Puissance Active Maximale à l'Injection : ...kW à la date d'effet du contrat
[le cas échéant, ajouter « sous réserve des limitations au fonctionnement de l'Installation de Production, conformément aux dispositions de la convention de raccordement, en raison des adaptations/renforcements du RPT qui sont nécessaires. A ce sujet, il est rappelé au Producteur qu'il a accepté, dans ladite convention de raccordement, de limiter le fonctionnement de son Site, sans indemnités, sur demande de RTE, en cas de mise en œuvre des effacements en préventif et/ou en curatif suivants, tant que l'ensemble des adaptations/renforcements du RPT n'auront pas été réalisés : (préciser volume, durée, échéance des adaptations/renforcements du RPT). Au-delà du volume des effacements précités, tout effacement à l'initiative de RTE est traité comme une Indisponibilité Non Programmée provenant du Réseau Amont, selon les dispositions des articles 7.2.3 et 7.2.4 des Conditions Générales]
- Puissance Active Maximale à l'Injection mise à disposition sur l'Alimentation de Secours et relevant du même Domaine de Tension que l'Alimentation Principale à l'Injection : kW à la date d'effet du contrat

3.3 Puissance de Raccordement

- Puissance de Raccordement : kW à la date d'effet du contrat.

3.4 Domaine de Tension

Domaine de Tension des Alimentations Principale et Complémentaire	Domaine de Tension de l'Alimentation de Secours
.....	

3.5 Description des installations du Producteur

Description des machines électrogènes :

Nombre :
Caractéristiques techniques :
Puissances nominales :

Description des auxiliaires :

Nombre :
Caractéristiques techniques :
Puissances nominales :

3.6 Installations de Comptage

Conformément à l'article 4.1 des Conditions Générales, les Installations de Comptage dédiées au Client sont décrites ci-après.

- Point de Connexion :

Point de Comptage n°

Tension de Comptage kV

[Il y a autant de Points de Comptage, Tension de Comptage qu'il y a de Points de Connexion]

La description des transformateurs de mesure et des Compteurs est visée en Annexe 7.

4 Modalités de correction des Données de Comptage

[Le cas échéant, supprimer le contenu de cet article et inscrire la mention SANS OBJET]

Conformément à l'article 4.2 des Conditions Générales, des coefficients correcteurs s'appliquent aux Données de Comptage.

Les grandeurs sont calculées par pas de 10 minutes à partir des indications fournies par les Installations de Comptage.

4.1 Données de Comptage en Energie Active

Les Données de Comptage Validées par RTE sont corrigées par application de coefficients correcteurs pour les ramener au Point de Connexion, tels que :

$$P_{\text{injectée au Point de Connexion}} = C_{a\_I} \times P_{\text{injectée mesurée}}$$

$$P_{\text{soutirée au Point de Connexion}} = C_{a\_S} \times P_{\text{soutirée mesurée}}$$

Les valeurs de ces coefficients sont précisées à l'Annexe 1.

4.2 Energie Réactive

[Le cas échéant, supprimer le contenu de cet article et inscrire la mention SANS OBJET]

La tangente φ est ramenée au Point de Connexion par addition / soustraction *[Rayer la mention "addition" si le Point de comptage est situé en amont du Point de Connexion et rayer la mention "soustraction" s'il est situé en aval]* d'une constante égale :

- à $C_{\text{réa}} = \underline{\hspace{2cm}}$ pour l'Alimentation Principale dédiée au Soutirage ;
- à $C_{\text{réa}'} = \underline{\hspace{2cm}}$ pour l'Alimentation Complémentaire dédiée au Soutirage ;
- à $C_{\text{réa}''} = \underline{\hspace{2cm}}$ pour l'Alimentation de Secours dédiée au Soutirage.

5 Prestations relatives à l'accès aux Données de Comptage

Conformément à l'article 4.4 des Conditions Générales, RTE fournit les Données de Comptage au Client qui en choisit les modalités ci-dessous.

Les grandeurs sont calculées par pas de 10 minutes à partir des indications fournies par les Installations de Comptage.

5.1 Mise à disposition des Données de Comptage

[Le cas échéant, supprimer le contenu de cet article et inscrire la mention SANS OBJET]

Le Client opte pour : *[Cocher l'option retenue]*

☐ La mise à disposition hebdomadaire des Données de Comptage Brutes et Validées

Les Installations de Comptage concernées sont mentionnées ci-après :

.....
.....
.....

☐ La mise à disposition mensuelle des Données de Comptage Brutes et Validées

Les Installations de Comptage concernées sont mentionnées ci-après :

.....
.....
.....

L'envoi est effectué par messagerie électronique à l'adresse suivante : XXXX@XXXX.XX

5.2 Accès direct aux Données de Comptage

- **Impulsions**

Le poids des impulsions sur le Bornier du Client est précisé à l'Annexe 7.

- **Télé-relevé**

Le Client (ou le tiers qu'il désigne) réalise le télé-relevé des Données de Comptage Brutes de préférence dans la plage horaire ci-après :

...../.....

Les modalités de télé-relevé sont détaillées en Annexe 6.

Néanmoins, le Client peut télé-relever ponctuellement en dehors de cette plage horaire, c'est-à-dire en maintenant un taux d'utilisation de ligne téléphonique inférieur à 20%¹, sous réserve de ne jamais télé-relever entre minuit et 6 heures, plage réservée à RTE.

[A ajouter si nécessaire : Par exception, les Clients ayant signé un accord de participation aux Règles pourront télé-relever ponctuellement dès 4 heures 30]

¹ Le journal de bord du Compteur faisant foi.

6 Fixation de la Puissance Souscrite

Conformément à l'article 5.1 des Conditions Générales, le Client fixe la Puissance Souscrite pour une durée d'1 an.

6.1 Par Point de Connexion

[Sans objet si l'article 6.2 est renseigné]

Identification du Point de Connexion	Puissance Souscrite
Point de Connexion [à préciser comme précédemment] de l'Alimentation Principale dédiée au Soutirage [à compléter éventuellement par les autres Alimentations Principales]	___ kW
Point de Connexion [à préciser comme précédemment] de l'Alimentation Complémentaire dédiée au Soutirage [à compléter éventuellement par les autres Alimentations Complémentaires]	___ kW
Point de Connexion [à préciser comme précédemment] de l'Alimentation de Secours dédiée au Soutirage	___ kW
[Le cas échéant : Points de Connexion Confondus (à préciser)]	___ kW

[Le cas échéant, si le Client opte pour une tarification à différenciation temporelle à 5 classes, préciser : Conformément à l'article 9.2.12 des Conditions Générales, le Client choisit un tarif avec différenciation temporelle pour une durée d'1 an. Remplacer le tableau précédent par celui ci-dessous]

Classe temporelle	Hiver (novembre à mars inclus)			Eté (avril à octobre inclus)	
	PS Heures de pointe	PS Heures pleines	PS Heures creuses	PS Heures pleines	PS Heures creuses

Point de Connexion [à caractériser comme précédemment] de l'Alimentation de Secours	___ kW	___ kW	___ kW	___ kW	___ kW

Puissance Souscrite Pondérée : kW.

Les heures de pointe sont fixées, de décembre à février inclus, de la façon suivante :

.....

Les dimanches sont considérés en heures creuses. Les autres jours comprennent 8 heures creuses fixées comme suit dans la plage 21h30-7h30 :

.....

[Le cas échéant, si le Client opte pour une tarification à différenciation temporelle à 8 classes, préciser : Conformément à l'article 9.2.12 des Conditions Générales, le Client choisit un tarif avec différenciation temporelle pour une durée d'1 an. Remplacer le tableau précédent par celui ci-dessous]

	Hiver (novembre à mars inclus)					Eté (avril à octobre inclus)		
PS par Classe temporelle	Heures de pointe	Heures pleines(2)	Heures pleines(3)	Heures creuses(1)	Heures creuses(2)	Heures pleines(4)	Heures creuses(3)	Heures de juillet et août
Point de Connexion caractériser comme précédemment] de l'Alimentation de Secours	___ kW	___ kW	___ kW	___ kW	___ kW	___ kW	___ kW	___ kW

Puissance Souscrite Pondérée : kW.

Les heures de pointe sont fixées, de décembre à février inclus, de la façon suivante :

.....

Les samedis, dimanches et jours fériés sont considérés en heures creuses. Les autres jours comprennent 6 heures creuses fixées comme suit dans la plage 23h30-7h30 :

.....

- (2) Mois de décembre, janvier et février.
(3) Mois de mars et novembre.
(4) Mois d'avril, mai, juin, septembre, octobre.

6.2 Par Point de Regroupement (optionnel)

[Le cas échéant, supprimer le contenu de cet article et inscrire la mention SANS OBJET]

Si le Client opte pour le Point de Regroupement, il liste les Points de Connexion concernés ci-dessous :

.....
.....

Parmi cette liste, Le Point de Regroupement est :

.....

La Puissance Souscrite fixée par le Client au Point de Regroupement est : kW.

7 Prestations relatives aux Interruptions Programmées

Conformément à l'article 6.2 des Conditions Générales, RTE s'engage au niveau de chaque Point de Connexion du Site sur une durée maximale d'Interruption Programmée égale à 5 Jours Ouvrés sur une période de 3 années consécutives à compter de la date fixée ci-dessous.

7.1 Début de la période d'engagement

La période de 3 ans visée à l'article 6.2.1 des Conditions Générales débute [ou a débuté] le 1er janvier

[NB : la période de 3 ans éventuellement commencée avec le contrat précédent se poursuit]

7.2 Portée de l'engagement

L'engagement visé à l'article susvisé porte sur la disponibilité de l'alimentation au(x) Point(s) de Connexion au RPT ci-après :

.....
.....

8 Prestations relatives à la qualité de l'électricité

Conformément aux articles 7.1, 7.2 et 7.3 des Conditions Générales, RTE s'engage sur la qualité de l'électricité du Site et ses engagements sont fixés ci-après.

8.1 Détermination des Points de Surveillance Technique

Le schéma d'alimentation du Site est reproduit ci-dessous :

[Joindre le schéma d'alimentation et localiser le(s) Point(s) de Surveillance Technique sur ce schéma.]

8.2 Engagements de RTE en matière de qualité de l'onde de tension

Tension d'Alimentation Déclarée

La Tension d'Alimentation Déclarée s'établit comme suit pour les Alimentations Principale, Complémentaire et de Secours :

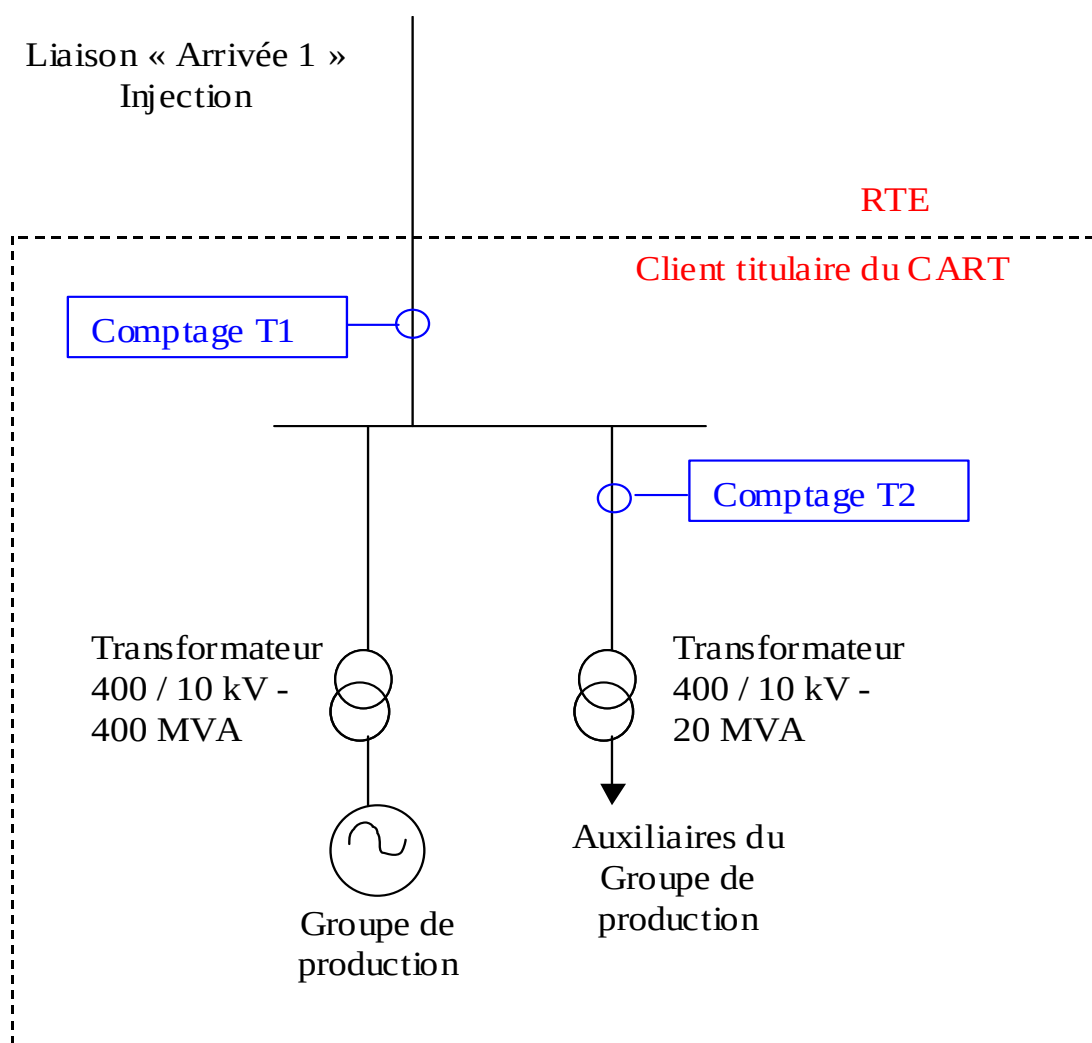
- Liaison 1 = ...
- [Eventuellement] Liaison 2 = ...

[Le cas échéant] La Tension de Fourniture pourra varier de ____ à ____ kV autour de la Tension d'Alimentation Déclarée dans les conditions de mesures spécifiées à l'article 7.2 des Conditions Générales.

[Pour les quelques clients dont l'Alimentation Principale est en HTA, prendre les plages de variations suivantes figurant dans les contrats d'accès au réseau des distributeurs : la Tension d'Alimentation Déclarée (U_c) est située dans une plage de $\pm 5\%$ autour de la Tension Nominale (U_n) ; l'amplitude de la Tension de Fourniture (U_f) peut varier de $\pm 5\%$ autour de la Tension d'Alimentation Déclarée (U_c).]

Annexe 1 : Schéma du Site et nomenclature des Installations de Comptage

[Schéma sur lequel préciser en particulier les Alimentations, les limites de propriété et les Points de Comptage. Ci après l'exemple développé dans le document]



Nomenclature des Installations de Comptage :

- Grandeurs mesurées par les Installations de Comptages

[Définitions des grandeurs mesurées à modifier suivant l'implantation des Installations de Comptages du Site]

- I_{T1} l'Injection mesurée sur le comptage T1 situé en entrée du Site
- S_{T1} le Soutirage mesuré sur le comptage T1 situé en entrée du Site
- I_{T2} l'Injection mesurée sur le comptage T2 situé en aval du RPT
- S_{T2} le Soutirage mesuré sur le comptage T2 situé en aval du RPT

- Correction de ces grandeurs pour pertes actives

Les coefficients correcteurs mentionnés dans le tableau ci après s'appliquent aux Données de Comptage Brutes mesurées.

[Compléter le tableau en fonction des spécificités du Site. Les éléments figurant dans ce tableau sont données à titre d'exemple]

Comptage(s)	Ouvrage(s) pris en compte pour le calcul du coefficient correcteur	Coefficient correcteur pour les pertes actives à appliquer à l'Injection	Coefficient correcteur pour les pertes actives à appliquer au Soutirage
Comptage T1	situé en limite de RPT	Pas de correction	Pas de correction
Comptage T2	situé en aval du RPT	$C_{a\_I\ T2} : \dots$	$C_{a\_S\ T2} : \dots$

Annexe 2 : Application du TURPE

A la date d'effet du Contrat, les Tarifs d'Utilisation du RPT en vigueur sont ceux annexés à la décision n°2009-140 du 5 juin 2009 relative aux tarifs d'utilisation des Réseaux Publics de Transport et de Distribution d'électricité.

Conformément à l'article 9.2 des Conditions Générales, les prix des composantes tarifaires sont indiqués dans les tableaux ci-après.

Les sommes dues par le Client sont exprimées hors taxes et sont à majorer des taxes et impôts en vigueur.

**Point de Connexion [à caractériser comme précédemment]
ou Point de Connexion Confondu ou Point de Regroupement**

Composantes tarifaires	Prix en €/an sinon unité précisée
Composante annuelle de gestion (a_1)	...
Composante annuelle de comptage	...
Coefficient ¹ de la part fixe de la composante annuelle des Soutirages	$a_2 = \dots \text{€/kW/an}$
Coefficients ⁵ de la part variable de la composante annuelle des Soutirages et coefficient des composantes mensuelles des dépassements de PS (α)	$b = \dots \text{€/kW/an}$ $c = \dots$ $\alpha = \dots \text{€/kW}$
Coefficient de la composante annuelle des dépassements ponctuels programmés	$k' = \dots \text{c€/kW}$
Composante annuelle de l'énergie réactive absorbée au-delà du Rapport $\tan \varphi$ max	$\dots \text{c€/kVar.h}$
Composante de regroupement	... $k = \dots$

⁵ le TURPE fait l'objet d'une mise à jour annuelle au 1er août pour les coefficients a_2 , b et c , de la composante annuelle des Soutirages et le coefficient α de la composante mensuelle de dépassement de Puissance Souscrite en ce qui concerne le domaine HTB uniquement.

Si le Site est raccordé au Domaine de Tension HTB2 ou HTB3	
Composante annuelle à l'Injection	€/ MWh

Formule de calcul de l'Injection et du Soutirage au Point de Connexion

(se référer à l'Annexe 1, formules calculées par pas de 10 minutes)

[Formules à décliner pour l'Energie Active et pour l'Energie Réactive]

- Lorsque le Groupe de Production Injecte :

$$I = I_{T1} - S_{T1}$$

Lorsque la valeur de I est négative, il est fait application des règles tarifaires du Soutirage visées à l'article 9.2.4 des Conditions Générales.

Lorsque la valeur de I est positive, il est fait application des règles tarifaires de l'Injection visées à l'article 9.2.5 des Conditions Générales.

- Lorsque le Groupe de Production est à l'arrêt, en dehors des périodes d'Ilotage :

$$S = C_{a\_S\ T2} \times S_{T2}$$

- Lorsque le Groupe de Production est en période d'Ilotage :

$$S = 0$$

Point de Connexion d'une Alimentation Complémentaire et/ou de Secours

[à caractériser comme précédemment]

Composantes tarifaires	Prix en €/an sinon unité précisée
Composante annuelle de comptage	...
Composante annuelle de l'Energie réactive absorbée au-delà du rapport $\tan \varphi$ max	... c€/kVar.h
Composante annuelle des Alimentations Complémentaires & de Secours :	
- Parties dédiées	... €/an
- Frais de Réservation de Puissance de Transformation	... €/kW/an
- Part fixe	... €/ kW/ an
- Part énergie	... c€/kWh
Dépassements de Puissance Souscrite	$\alpha = \dots$ €/kW

Formule de calcul de l'Injection et du Soutirage au Point de Connexion

[à compléter]

Annexe 3 : Formule(s) de Décompte des Energies pour le dispositif de Responsable d'Equilibre

Le Décompte des Energies selon les Règles est effectué par RTE, sous la forme de puissance moyenne (nombre entier de kW) par pas de 10 minutes, à partir des mesures enregistrées par les Installations de Comptage et traitées selon les modalités définies à l'article 4.3 des Conditions Générales.

[Formules par rapport à l'exemple visé en Annexe 1]

L'Injection totale du Client est calculée par la formule suivante :

$$I = I_{T1}$$

Le Soutirage total du Client est calculé par la formule suivante :

- Sur les périodes où le Groupe de Production s'arrête ou démarre ($I_{T1} > 0$ et $S_{T1} > 0$) :

$$S = S_{T1}$$

- Sur les périodes où le Groupe de Production est à l'arrêt ($I_{T1} = 0$), en dehors des périodes d'Ilotage :

$$S = C_{a\_S\ T2} \times S_{T2}$$

- Lorsque le Groupe de Production est en période d'Ilotage ($I_{T1} = S_{T1} = 0$) :

$$S = 0$$

Annexe 4 : Interlocuteurs

- Interlocuteurs habilités par le Client à adresser et à recevoir une information ou Notification à/de RTE

Nom et prénom	Fonction	N° de téléphone	Adresse e-mail	Adresse postale si l'adresse de l'interlocuteur est différente de l'adresse du Site

- Interlocuteurs habilités par RTE à adresser et à recevoir une information ou Notification au/du Client

Nom et prénom	Fonction	N° de téléphone	Adresse e-mail	Adresse postale

Annexe 5 : Modalités opérationnelles de télé-relève

Interlocuteur Client [le cas échéant, préciser le nom de l'entreprise désignée par le Client]	N° de téléphone	Adresse	E-mail

Compteur de Référence(s) télé- relevé(s) par l'interlocuteur ci-dessus [préciser le n° et libellé du compteur]	N° de téléphone	Identifiant d'accès	Protocole de communication

Pour toute actualisation de la présente Annexe, le Client contacte son interlocuteur, visé en Annexe 4 des présentes Conditions Particulières Site.

Annexe 6 : Exemples de compte-rendu factuel d'incident suite à une Indisponibilité Non Programmée



Réseau de transport d'électricité

exemple

OBJET
SUBJECT Indisponibilité non programmée du Réseau Public de Transport

DATE	INDICE	PAGE(S) 1 / 1
DE/FROM Telephone	A/TO	
RTE	SOCIETE COMPANY	
NOS REF OUR REF	VOS REF YOUR REF	

- **Site de production :**
- **Indisponibilité non programmée du réseau**
 - **Ouvrage concerné :**
 - Point de Surveillance Technique (PST) :**
 - **Période - du .. / .. / à .. h Au : .. / .. / à .. h ..**
 - **Origine - Amont** ☐ **Evacuation** ☐
 - Le cas échéant, ☐ rectificatif par rapport à l'information temps réel
- **Conséquence pour le site de production :**

Arrêt de l'injection ☐
Limitation demandée par RTE ☐

[Arrêt du soutirage (STEP) ☐]
A décrire :
- **Analyse - actions mises en œuvre par RTE :**
- **Information complémentaire à suivre ?** (retour d'expérience commun, complément d'information à venir)

Non ☐
Oui ☐ **Echéance :**

RTE EDF TRANSPORT
société anonyme à direction et conseil de surveillance
au capital de 2 152 235 000 euros
R.C.S. Nanterre 990 019 238



[Logo Producteur]

exemple

OBJET
SUBJECT

Indisponibilité Non Programmée provenant d'un Groupe de Production

DATE

INDICE

PAGE(S) 1 / 1

DE/FROM
Telephone

A/TO

SOCIÉTÉ
COMPANY
NAME

RTE

NOS REF
OUR REF

VOS REF
YOUR REF

▪ **Site de production :**

▪ **Indisponibilité non programmée**

○ **Point de Surveillance Technique (PST) :**

○ **Période - du/..../.... à .. h Au :/..../.... à .. h ..**

▪ **Conséquence pour le site de production :**

Arrêt de l'injection ☐

Limitation ☐ à décrire :

▪ **Analyse - actions mises en œuvre :**

.....
.....
.....

▪ **Information complémentaire à suivre ?** (retour d'expérience commun, complément d'information à venir)

Non ☐

Oui ☐ **Echéance :**

Annexe 7 : Description des transformateurs de mesure et des Compteurs

Point de Comptage n°

[Il y a autant de tableaux qu'il y a de Points de Comptage. Les caractéristiques pré-saisies en italique dans les tableaux ci-après sont celles par défaut.]

	Transformateur de mesure de courant	Transformateur de mesure de tension
propriété	<i>client</i>	<i>client</i>
Nombre d'appareils	<i>3 (1 par phase)</i>	<i>3 (1 par phase)</i>
Type d'appareils		
Rapports de transformation	<i>Tous les rapports possibles sont mentionnés.</i>	<i>Tous les rapports possibles sont mentionnés.</i>
Rapport utilisé	<i>On précise le rapport utilisé</i>	<i>On précise le rapport utilisé</i>
Classe de précision (de l'enroulement utilisé)	<i>0,2 / 0,2S / 0,5 / 0,5S</i>	<i>0,2 / 0,5</i>
Puissance de précision		
Surtension maximale au secondaire ⁶	<i>Sans objet</i>	<i>2 kV crête</i>
Norme de référence (CEI) ⁶	<i>[60044]</i>	
Prise de mise à la terre du secondaire ⁶	<i>Sans objet</i>	<i>S2</i>

Le Point de Comptage est le point physique où sont placés les transformateurs de courant et de tension destinés au comptage des flux d'énergie.

La Partie propriétaire du Dispositif de Comptage est : ... [RTE ou le Client]

Identification des Compteurs :

	Compteur triphasé d'énergie (Compteur de Référence)	Compteur triphasé d'énergie (compteur de vérification)
Marque de l'équipement – type		
Classe de précision	<i>0,2 S en actif, 2 en réactif</i>	<i>0,2 S en actif, 2 en réactif</i>
Energie mesurée	<i>Active et réactive 4 quadrants Puissance moyenne points 10 min</i>	<i>Active et réactive 4 quadrants Puissance moyenne points 10 min</i>

[Optionnel : préciser si nécessaire s'il y a en plus un Enregistreur de Puissance Télé-relevable et/ou un contrôleur local directement télé-relevable et avec totalisation des Points de Comptage énumérés ci-dessus]

	Energie Active	Energie Réactive
Poids des impulsions		

⁶ A renseigner pour toute pose de nouvelle Installation de Comptage