



Le réseau
de transport
d'électricité

2017

BILAN
SÛRETÉ



SOMMAIRE

En résumé

- 1** | **Les Evénements Significatifs Système**
PAGE 6
- 2** | **Situations d'exploitation rencontrées**
PAGE 7
- 3** | **Composantes matérielles de la sûreté**
PAGE 13
- 4** | **Outils, télécom et SI**
PAGE 14
- 5** | **Autres leviers pour l'exploitation**
PAGE 16
- 6** | **Evolutions et adaptations du réseau**
PAGE 18
- 7** | **Les défis de l'intégration des énergies renouvelables**
PAGE 20
- 8** | **Contribution à la sûreté des moyens humains
et des organisations**
PAGE 22
- 9** | **Évolution des référentiels
et des règles de contractualisation**
PAGE 24
- 10** | **La sûreté au-delà de RTE en Europe**
PAGE 26
- 11** | **Audits sûreté**
PAGE 28

Conclusion et perspectives

Glossaires



EN RÉSUMÉ



RTE réalise chaque année le bilan sûreté de l'année écoulée. Ce document fournit les principaux éléments relatifs à la sûreté de fonctionnement du système électrique pour l'année 2017 ainsi que les actions en cours pour préparer la sûreté de demain.

Dans un contexte de transition énergétique, les évolutions du réseau électrique européen interconnecté nécessitent pour RTE de s'adapter en permanence.

Autoévaluation de la résilience du réseau

Les résultats présentés en 2017 témoignent d'un niveau de maîtrise satisfaisant de l'exploitation en sûreté, dans des conditions parfois tendues. Pour le futur, RTE doit veiller, sans relâche, à s'adapter aux nouvelles vulnérabilités induites notamment par un nouveau comportement des acteurs du secteur énergétique, un contexte européen qui évolue rapidement et l'arrivée massive d'EnR variables rendant le réseau de plus en plus complexe à anticiper et à exploiter en sûreté.

Ces mutations bouleversent la structure et le fonctionnement du système électrique, en particulier la gestion de la tension et de la fréquence, mais également la répartition des flux, la stabilité du système électrique, le niveau des réserves requises pour assurer l'équilibre offre-demande, les études de réseau, les règles d'exploitation et de gestion des actifs, les outils ainsi que les compétences des opérateurs.

L'anticipation des évolutions attendues du contexte conduit RTE à engager de nombreuses actions pour garantir un haut niveau de sûreté :

- l'accroissement des capacités d'échanges aux frontières avec nos pays voisins et la réalisation d'études prévisionnelles communes sur l'adéquation entre offre et demande, gages d'une sécurité d'approvisionnement renforcée ;
- l'élaboration de scénarios pour accompagner les décisions à prendre en matière d'énergie en France d'ici 2025 (Ohm) et 2035 (Ampère, Hertz, Volt et Watt) ;
- le maintien d'un niveau d'investissements à hauteur de 1,4 milliard d'euros par an ;
- la participation à des expérimentations ou des projets (Ampacité, iTesla, Apogée, OSMOSE...) destinés à anticiper les contraintes du futur système électrique et à se doter de nouveaux outils pour y faire face. Ces travaux vont permettre de faciliter la transition énergétique.

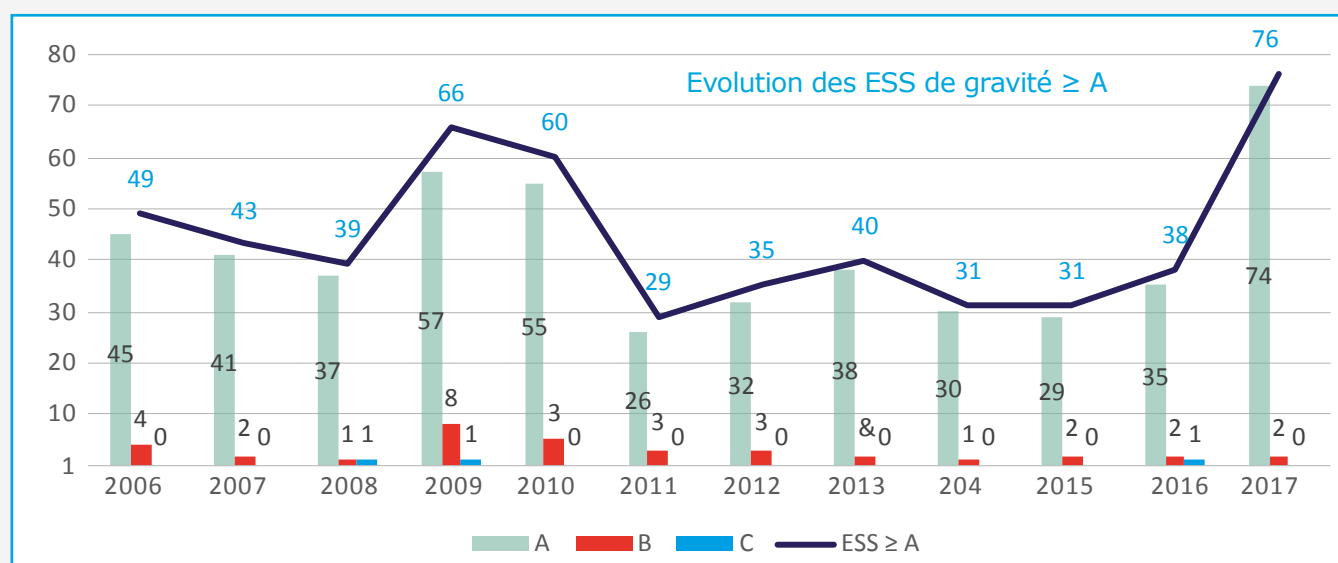
Enfin, le « Clean Energy Package », présenté par la Commission européenne fin 2016, contient de nombreuses dispositions qui ont des conséquences sur la sûreté du système électrique et le rôle du gestionnaire de réseau de transport. RTE veille à éclairer les enjeux politiques sous-jacents aux dispositions techniques proposées et à permettre l'adoption de dispositions proportionnées aux enjeux de la transition énergétique et du bon fonctionnement du système au bénéfice de l'ensemble de ses clients.

1

LES EVÉNEMENTS SIGNIFICATIFS SYSTÈME

RTE mesure chaque année la sûreté d'exploitation du système par la capitalisation des Evénements Significatifs Système (ESS) classés selon une échelle de gravité allant de 0 à F. Ces événements reflètent la survenue d'incidents dont les origines peuvent être multiples. La classification de RTE, plus différenciée, est compatible avec l'échelle de gravité ICS (Incident Classification Scale) à quatre niveaux d'ENTSO-E.

Cette augmentation est imputable en partie aux situations tendues rencontrées en janvier-février et novembre 2017 ainsi qu'à l'observation d'un grand nombre de situations où les capacités maximum des lignes ont été atteintes en allant jusqu'à solliciter les protections de surcharges.



Le suivi des ESS sur plusieurs années permet de détecter les signaux faibles qui méritent une analyse détaillée, et de mesurer, dans la durée, l'efficacité de l'ensemble des actions entreprises pour améliorer la sûreté d'exploitation.

Avec 74 incidents de niveau A et 2 incidents de niveau B, **le bilan de l'année 2017 marque une nette hausse des ESS par rapport aux dernières années sans alerte** (voir graphique ci-dessus).

Le premier ESS B est relatif à l'envoi d'un ordre de sauvegarde en raison d'un déficit de marge à échéance 2 heures pendant plus de 30 minutes le 25 janvier 2017 en période de grève impactant des moyens de production ; tandis que le second correspond à une situation de risque qui aurait pu entraîner la coupure d'une zone étendue à la suite d'une avarie de protections sur une ligne 225 kV.



SITUATIONS D'EXPLOITATION RENCONTRÉES

D'un point de vue météorologique, 2017 est encore **une année chaude**, avec une température moyenne sur la France dépassant de 0,8 °C la température normale. Toutefois, cette année ne présente pas de caractère exceptionnel, se classant au 5e rang, derrière 2014 (+1,2 °C), 2011 (+1,1 °C) et 2015 (+1 °C).

Pour l'exploitation du système, on retiendra de façon très globale :

En matière d'équilibre offre-demande :

- au cours de l'hiver 2016/2017, un épisode de vague de froid qui a mobilisé RTE pour anticiper l'équilibre entre l'offre et la demande, associant largement les GRT voisins et CORESO,
- un ensoleillement favorable à la production photovoltaïque,
- l'observation de plusieurs épisodes de sécheresse qui se traduisent par une production hydraulique en forte baisse de -16,3 % par rapport à 2016,
- un nouveau maximum de production éolienne enregistré le 30 décembre avec 11 075 MW observés à 13h30 et une hausse de près de 15 % de l'énergie éolienne produite en raison d'une année plus venteuse que 2016.

Pour ce qui concerne la gestion du réseau :

- de nombreuses tempêtes (EGON, KURT, LIEV, MARCEL, ZEUS, ANA...) avec des vents violents et de nombreux déclenchements n'induisant cependant pas d'impact majeur sur le réseau en partie grâce à la politique de sécurisation mécanique finalisée en 2017,

- une année 2017 modérée sur le plan de l'activité kéraunique,
- de nombreux incendies sur la période de juin à septembre dans la région de Marseille gérés efficacement avec le SDIS et nécessitant la mise hors tension d'une quarantaine de lignes,
- une vague de chaleur estivale nécessitant une surveillance des évolutions prévisionnelles de la température des postes RTE afin de prévenir les effets sur les transformateurs de mesure,
- un épisode de neige collante et givre en fin d'année 2017 provoquant de nombreux déclenchements de lignes et nécessitant d'adapter le plan de production et les échanges d'énergie avec l'étranger.

UNE CROISSANCE CONTINUE DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

En France métropolitaine, la composition du parc continue d'évoluer en faveur des énergies renouvelables avec le raccordement de près **de 2 800 MW supplémentaires de production éolienne et photovoltaïque**.

VU SA PART CROISSANTE DANS LE MIX ÉNERGÉTIQUE, LA PRODUCTION ENR (37,3 % À FIN 2017 POUR LE PARC ENR TOTAL ENR AVEC L'HYDRAULIQUE), MÊME DÉCENTRALISÉE, A UN IMPACT DE PLUS EN PLUS IMPORTANT DANS LA SÛRETÉ ET LA STABILITÉ DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE (FRÉQUENCE, TENSION, MARGE...). CETTE NOUVELLE SITUATION NÉCESSITE DES MOYENS DE FLEXIBILITÉ CROISSANTS.

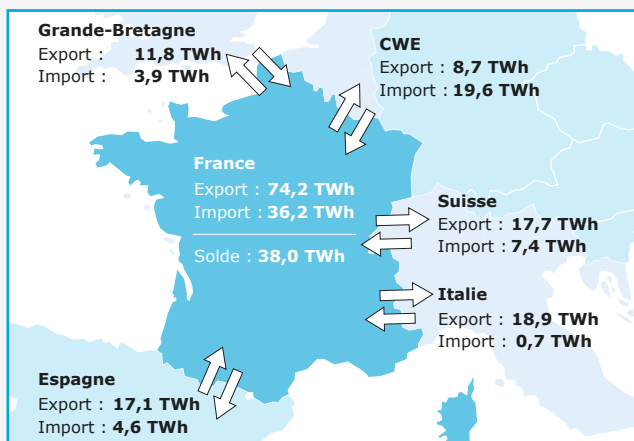
La production totale d'électricité en France atteint 529,4 TWh, soit une légère baisse de l'ordre de 0,4 % par rapport à 2016.

Le développement des énergies renouvelables constitue une composante majeure de la transition énergétique. Pour RTE, le principal enjeu consiste à bien comprendre et **prévoir leur variabilité** pour une bonne gestion de l'équilibre offre-demande, mais également pour anticiper leur impact sur l'exploitation du réseau en sûreté (transit, tension...). Les mécanismes de marché doivent s'adapter en permanence pour permettre de **capoter tous les gisements de flexibilité** des différents acteurs et faire face à ces incertitudes sur les EnR.



INTERCONNEXIONS : DE NOUVEAUX RECORDS D'ÉCHANGES EN PUISSANCE ATTEINTS EN 2017 PERMETTANT D'AMÉLIORER LA SÛRETÉ DU SYSTÈME

Le solde des échanges français est exportateur et s'établit à 38 TWh (39,1 TWh en 2016). A noter : ce record, en janvier, où la France est importatrice nette de près d'1 TWh, niveau jamais atteint qui permet à la France de surmonter la période de grand froid et illustrent l'importance des interconnexions entre les pays européens pour garantir la sécurité de l'alimentation électrique.



Bilan des échanges contractuels en 2017

En novembre, le solde est également importateur et atteint 0,826 TWh alors que la disponibilité nucléaire est limitée et que les températures sont inférieures aux normales de saison (-0,8 °C en moyenne).

Le solde français atteint toutefois de nouveaux records d'échanges avec :

- un solde exportateur de 17 GW le jeudi 30 mars entre 18h et 19h, soit plus d'1 GW supplémentaire par rapport au record précédent,
- un solde importateur 10,6 GW le samedi 2 décembre entre 23h et minuit.

Les capacités aux interconnexions et les possibilités d'imports et d'exports sont importantes, ce qui constitue un réel atout pour réussir une transition énergétique avec l'arrivée massive d'EnR.

LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE DOIT POUVOIR S'ADAPTER À DES CONDITIONS CLIMATIQUES TRÈS INCERTAINES, NOTAMMENT À LA SURVENUE D'UNE VAGUE DE FROID

La consommation d'électricité atteint un pic de puissance le vendredi 20 janvier à 19h avec une puissance de 94,2 GW. A fin 2017, il s'agit de la 3^e pointe la plus haute jamais enregistrée en France.

La sensibilité de la consommation à la température présente actuellement **un gradient hiver estimé à 2 400 MW par °C**, stable par rapport aux années précédentes.

Les derniers hivers relativement doux ont tendance à masquer la variabilité des niveaux de consommation tant en énergie annuelle qu'en puissance de pointe. Cependant, même si la tendance de fond va probablement vers un réchauffement moyen, le système électrique doit se préparer à la survenue d'une vague de froid, dont la fréquence et la profondeur sont difficiles à prévoir, raison pour laquelle des exercices de crise « grand froid » sont réalisés périodiquement pour permettre aux opérateurs de s'y préparer.

En été, le minimum de consommation, observé le dimanche 13 août 2017, atteint 30,2 GW.

La consommation brute en 2017 reste stable à près de 482 TWh, soit -0,3 % de baisse par rapport à l'année précédente. Cette très légère baisse s'explique principalement par des températures plus élevées que l'année passée (+0,6 °C).

LA GRANDE VARIABILITÉ DE LA CONSOMMATION ILLUSTRE LE BESOIN POUR LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE DE S'ADAPTER À DES CONDITIONS CLIMATIQUES TRÈS INCERTAINES, NOTAMMENT À LA SURVENUE D'UNE VAGUE DE FROID.

2.1 ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE COURT TERME ET FRÉQUENCE

UNE GESTION DE L'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ SOUS SURVEILLANCE

Avec 43 déficits de marge à la hausse (22 en 2016) et 6 à la baisse (4 en 2016), l'année 2017 a été beaucoup plus contrainte que l'année 2016 pour la gestion de l'équilibre offre-demande. Par ailleurs, on dénombre une augmentation du nombre d'envoi d'ordres d'alerte qui s'explique principalement par les mouvements sociaux chez les producteurs.

Les insuffisances de marge à échéance peuvent, en fonction de leur durée et du moment de la journée, présenter un risque pour la sûreté. Il convient donc de maintenir les actions entreprises par RTE auprès des différents acteurs pour **renforcer les exigences contractuelles et engager des opérations de surveillance et de contrôle** afin de s'assurer de la déclaration effective des contraintes techniques des groupes par les producteurs et de la disponibilité réelle des offres sur le Mécanisme d'Ajustement (MA), avec une attention particulière sur l'effacement de consommation.

En matière de sûreté, c'est lors de tensions sur le réseau, comme lors de la vague de froid qu'il est impor-

tant que les effacements proposés puissent être activables de manière fiable pour contribuer à la sauvegarde du réseau. Or, en 2017, la phase de contrôle de la réalisation effective de mobilisation des offres pointe encore sur quelques défaillances d'un nombre restreint d'acteurs. Ce sujet est particulièrement sensible pour RTE qui a besoin d'évaluer le plus précisément possible les moyens qui restent activables et incite les acteurs à déclarer leurs indisponibilités le plus tôt possible même lorsque la probabilité d'activation reste faible.

Le Temps de Coupure Équivalent (TCE) total s'établit à 1min 47s, dont 1min 27s hors événements exceptionnels. Ce résultat, obtenu dans des conditions climatiques favorables, est le meilleur jamais obtenu par RTE ; il confirme également **la pertinence des actions mises en place par RTE pour améliorer la sûreté et bénéficie à la qualité d'électricité délivrée à ses clients.** En particulier, le renouvellement accéléré des transformateurs de mesure a permis de limiter fortement l'impact de ces avaries. A noter que les actes de malveillance lors des mouvements sociaux de fin 2017 ont contribué au TCE pour environ 16s.

UN RÉGLAGE DE LA FRÉQUENCE DU SYSTÈME DONT LA QUALITÉ EST PRÉOCCUPANTE

L'année 2017 voit une augmentation forte des écarts de fréquence, contrairement à la tendance constatée depuis 2013.

Début 2018, d'importants écarts de fréquence ont également été observés, dont les plus marquants depuis 2006 ont été observés à la baisse les 6 (-168 mHz) et 7 (-146,6 mHz) février à 20h00 lors de brusques changements de programmes d'échanges. En réaction face à cette situation, RTE a mis en place un plan d'actions pour améliorer la qualité du réglage français et mobiliser les capacités d'analyse et de partage au sein de l'ENTSOE.

Ces écarts par rapport à la fréquence de référence (50 Hz \pm 1 mHz), sont comptabilisés dans le tableau ci-dessous.

Écarts de Fréquence	2013	2014	2015	2016	2017
F-Fréf < - 100 mHz / 30s	25	20	18	31	72
F-Fréf < - 80 mHz / 1 min 30	26	25	32	25	47
F-Fréf < - 65 mHz / 4 min	21	16	22	12	19
F-Fréf < - 50 mHz / 15 min	5	0	0	0	1
F-Fréf > +50 mHz / 1 min 30	4	5	8	3	18
F-Fréf > +100 mHz / 5 min	29	4	4	9	7
Total	110	70	84	80	158

A titre d'exemple, 7 écarts de plus de 100 mHz et d'une durée de plus de 5 minutes ont été comptabilisés en 2017.

Si les écarts de fréquence à la baisse sont considérés à ce jour comme les plus critiques pour le système européen, il existe également un risque important pour les écarts de fréquence à la hausse lié au déclenchement massif de production photovoltaïque qui pourrait amener à un effacement de fréquence et à la mise en œuvre de délestage fréquentométrique. A noter, l'introduction, en 2017, d'une procédure extraordinaire additionnelle pour que les GRT en retard sur le retrofit (mise en conformité du réglage des protections de fréquence des parcs photovoltaïques pour ne pas déclencher à 50,02 Hz) mettent en œuvre des leviers à la baisse lors d'écarts de fréquence à la hausse durable.

Un nouveau projet a été lancé en mars 2017 afin de travailler sur un partage de la réserve secondaire en cas de situation exceptionnelle. Ce mécanisme permettrait ainsi à un GRT de solliciter la réserve secondaire de son voisin sous des conditions fixes et partagées.

HIVER 2016/2017 : LE RETOUR D'EXPÉRIENCE DE LA VAGUE DE FROID

L'hiver a montré qu'une vague de froid pouvait faire peser une tension forte sur l'équilibre français du système. Du délestage de consommation avait même été envisagé dans les scénarios les plus contraints en début d'année 2017 sans pour autant qu'il ne s'avère nécessaire in fine. Dans les faits, que ce soit à l'horizon hebdomadaire, en J-1 ou en infrajournalier, seule la mise en œuvre des premiers leviers exceptionnels (alerte éCO₂mix, appel à l'interruptibilité, baisse 5 % de la tension HTA) ont été préparés sans avoir besoin de les mettre en œuvre.

Par conséquent, des actions ont été entreprises afin de préparer RTE à une éventuelle crise EOD et à prévenir les acteurs du système électrique et le grand public sur les moyens exceptionnels et graduels pouvant être mis en place pour assurer la sûreté du système. Un processus d'alerte a été repris en coopération étroite avec les pouvoirs publics et les GRD dans le cadre de la préparation de la gestion d'une éventuelle crise. Enfin, la coopération avec CORESO a démontré une nouvelle fois son efficacité pour mieux appréhender les possibilités d'échanges entre chacun des pays et préparer l'exploitation du système en temps réel.

En 2017, une « Task Force » ENTSOE a été créée et a fonctionné avec la volonté d'améliorer la coordination en cas de crise. Les conclusions de ces travaux ont conduit à la mise en place d'une procédure de communication entre les GRT et RSC, qui définit clairement les moyens pour lever une alerte, ainsi que les rôles et responsabilités de chaque partie prenante.

En France, le processus d'alerte qui a été construit pour identifier et partager les situations à risque le plus en

amont possible consiste concrètement à mettre en place un code couleur dès l'horizon hebdomadaire, puis d'affiner l'analyse au plus proche du temps réel. Ainsi en J-1, un signal vert indique que tout va bien, un orange annonce un risque de recourir aux moyens exceptionnels et d'urgence ($-5\% U_n$) et un signal rouge envisage un recours au délestage. La stratégie de délestage repose principalement sur l'envoi d'ordres de délestage tournants aux distributeurs ; elle a fait l'objet de calages en prévisionnel avec les GRD. La mise en œuvre des moyens d'urgence, $-5\% U_n$ et du délestage, n'est envisagée qu'après avoir sollicité tous les moyens normaux et exceptionnels disponibles, dont l'interruptibilité des sites industriels.



OBSERVATION D'UN PHÉNOMÈNE D'OSCILLATIONS DE FRÉQUENCE INTERZONES

Si le phénomène d'oscillations de fréquence peut être observé simplement à la suite du dysfonctionnement d'une seule tranche de production (comme le 30 septembre dans le sud-ouest de la France), les oscillations interzones (ou modes interzones) sont des phénomènes électromécaniques plus complexes entre deux ou plusieurs parties d'un système électrique qui oscillent en opposition de phase et engendrent des oscillations de puissance active, en particulier sur les lignes d'interconnexions, avec de réels risques pesant sur la sûreté en Europe.

Ce phénomène s'est produit le 1^{er} décembre 2016 ainsi que le 3 décembre 2017 et des oscillations avec des

amplitudes fortes et une durée importante ont été observées de part et d'autre de l'Europe continentale.

Des analyses ont été menées avec la participation de plusieurs GRT européens et un rapport a été publié par ce groupe au sein de l'ENTSOE pour expliquer le phénomène.

Si les études ont permis de mettre en évidence les différentes causes de ces oscillations (comme, en particulier, la modélisation des comportements dynamiques des moyens de production), les mesures concrètes à prendre en temps réel nécessitent une modélisation précise du comportement dynamique du système électrique européen entier ainsi que l'utilisation des techniques spécifiques d'analyse.

L'enjeu est majeur pour la sûreté du système et la viabilité des niveaux d'échanges actuels et futurs avec les évolutions de réseau prévues à moyen et long termes. Ce travail se poursuivra en 2018 en collaboration avec une université américaine.

2.2 GESTION DE LA TENSION

LES DERNIERS HIVERS N'ONT PAS ENTRAÎNÉ DE DIFFICULTÉ SUR LA MAÎTRISE DES TENSIONS BASSES

Les Automates de Défense Ouest et Nord (ADO et ADN) du plan de défense contre les écroulements de tension n'ont été armés que deux fois en 2017, sans que leurs seuils de tension d'activation n'aient été atteints. Aucun ordre de sauvegarde pour tensions basses ($-5\% U_n$, blocage régleur) n'a été émis durant l'année.

En 2017, le nombre de dépassements des seuils supérieurs des plages normales de tension est resté stable et leur durée cumulée a baissé d'environ 20 % par rapport à 2016, traduisant une meilleure gestion par RTE de ces phénomènes. Une trentaine de postes 400 kV sont toujours concernés par des dépassements de plages de tension. Pour le réseau 225 kV, 503 postes présentent des dépassements des seuils supérieurs des plages normales de tension, avec une très grande disparité selon les régions. D'un point de vue sûreté, les tensions hautes sont moins dangereuses que les tensions basses (risque d'écroulement du réseau), mais peuvent réduire la durée de vie des matériels ainsi que les plages contractuelles de tension pour les clients.

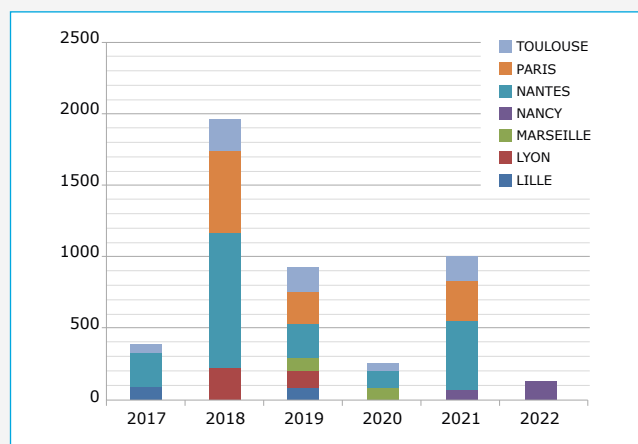
UNE ATTENTION PARTICULIÈRE RESTE PORTÉE SUR LES DÉPASSEMENTS DE SEUILS DE TENSIONS HAUTES

Les recommandations émises, à la suite de l'audit réalisé sur le sujet au premier semestre 2018, devraient permettre d'améliorer les processus opérationnels de

gestion de ces tensions hautes en exploitation et de mieux connaître le risque pris par RTE en matière de tensions hautes sur le matériel.

Des expérimentations en collaboration avec Enedis et des producteurs ont été poursuivies en 2017 pour évaluer l'intérêt d'utiliser les capacités en puissance réactive des installations de production raccordées en HTA, et plus particulièrement des installations éoliennes, pour résoudre des dépassements de tension sur le RPT : une dans les Hauts de France du 22 mai au 31 août par absorption permanente de réactif, et une autre, à la demande, sur la Vendée. De même, une série d'expérimentations ont été mises en place à l'été 2017 afin d'évaluer la contribution que peuvent apporter les clients industriels raccordés au RPT au réglage de la tension.

Pour maîtriser la tension électrique sur les nœuds de son réseau, RTE a installé au cours des douze dernières années d'importants moyens de compensation. L'année 2017 a vu le raccordement de 400 Mvar de selfs (tensions hautes dans les régions de Toulouse, Nantes et Nancy). De nouveaux investissements en moyens de compensation sont prévus pour les années à venir, mais l'installation de condensateurs n'est dorénavant plus justifiée.



Projets de selfs (en Mvar hors raccordement de l'éolien en mer) par année de mise en service et par Centre

2.3 INTERCONNEXIONS ET FLUX INTERNATIONAUX

La gestion des flux sur le réseau français a été globalement bien maîtrisée en 2017, ceci à la faveur de facteurs conjoncturels, mais aussi structurels et organisationnels avec, notamment, **une efficacité de gestion renforcée à la maille régionale européenne via CORESO**, permettant la mise en œuvre d'actions coordonnées efficaces entre GRT, comme lors de la vague de froid rencontrée cet hiver.

Sur le réseau 400 kV et les liaisons d'interconnexion, on observe une nette hausse de surcharges 20 minutes avec

34 démarrages en 2017 (6 en 2016). Il s'agissait exclusivement de démarrages liés à l'échange transfrontalier de l'Interconnexion France-Espagne.

Cette frontière est particulière pour de nombreuses raisons : calcul de capacité réalisé à l'échéance hebdomadaire, répartition ouest/est des flux sur les interconnexions difficile à appréhender dans les fichiers d'études, plages horaires, facteurs locaux, participation au maintien de la fréquence, déséquilibre EOD, etc. Les travaux sur cette région sont une priorité et de nombreuses actions ont été mises en place au dernier trimestre 2017 pour mieux gérer le risque en temps réel (amélioration des hypothèses d'étude, mise en place d'une consigne opérationnelle plus précise, etc.).

Par ailleurs, les capacités moyennes disponibles entre la France et l'Espagne sur l'année continuent leur hausse avec 2 525 MW en export et 2 300 MW en import. A noter qu'en 2017, les exports étaient supérieurs à 2 800 MW pendant 46 % du temps et les imports étaient supérieurs à 2 800 MW pendant 20 % du temps.

Le couplage des marchés avec la méthode « Flow Based » sur la zone CWE permet d'exploiter les interconnexions au plus près des limites, tout en préservant les marges de sûreté nécessaires. En effet, cette méthode de calcul et d'allocation des capacités d'échanges s'appuie sur une représentation des systèmes interconnectés, proche de la réalité physique (contraintes des réseaux, injection des productions, en particulier celle des EnR).

D'un point de vue sûreté, une convergence de prix entre deux pays indique également qu'il n'y a pas de congestion prévisionnelle sur leur frontière.

En 2017, **la convergence des prix dans la région CWE atteint 34 % du temps**, stable par rapport à 2016 où elle atteignait 35 %. Des situations de convergence remarquables sont régulièrement enregistrées, comme par exemple le 19 avril 2017 entre 3h et 4h : les prix sont alors identiques du Portugal à la Finlande.

En 2017, la fonction de place de marché pour l'électricité a été ouverte à la concurrence en France pour renforcer la liquidité du marché français. Au terme d'un appel à candidatures, les sociétés EPEX Spot et Nord Pool ont été retenues. Le règlement européen sur l'allocation des capacités et la gestion de la congestion (CACM) définit les modalités de désignation des opérateurs de marché (bourses de l'électricité) participant aux couplages du marché journalier et intrajournalier. Ces opérateurs, appelés NEMO (Nominated Electricity Market Operator), sont désignés dans chaque pays par les régulateurs (la CRE en France).



2.4 COURTS-CIRCUITS AFFECTANT LES OUVRAGES DE TRANSPORT

Le nombre de courts-circuits (7 339) affectant les ouvrages de transport est en baisse pour la troisième année consécutive (7 912 en 2016, 8 352 en 2015 et 9 818 en 2014). Cette baisse s'explique par une meilleure résistance à la foudre de nos ouvrages. On observe, en effet, depuis 2015, une dé-corrélation entre le nombre de courts-circuits sur le réseau et la densité de foudroiement du territoire.

Comme en 2015 et en 2016, on peut souligner en 2017 des résultats encourageants pour ce qui concerne les cas d'amorçage avec la végétation, témoignant de l'efficacité de la mise en œuvre d'actions de maintenance (élagage, retente des conducteurs...) avec seulement 0,5 % des courts-circuits.

Sous l'angle de la sûreté, il convient de focaliser l'analyse sur les aléas ayant entraîné la perte de lignes doubles 400 kV susceptibles de causer des perturbations de grande ampleur.

En 2017, on note 8 défauts doubles 400 kV fugitifs sans aucun déclenchement définitif.

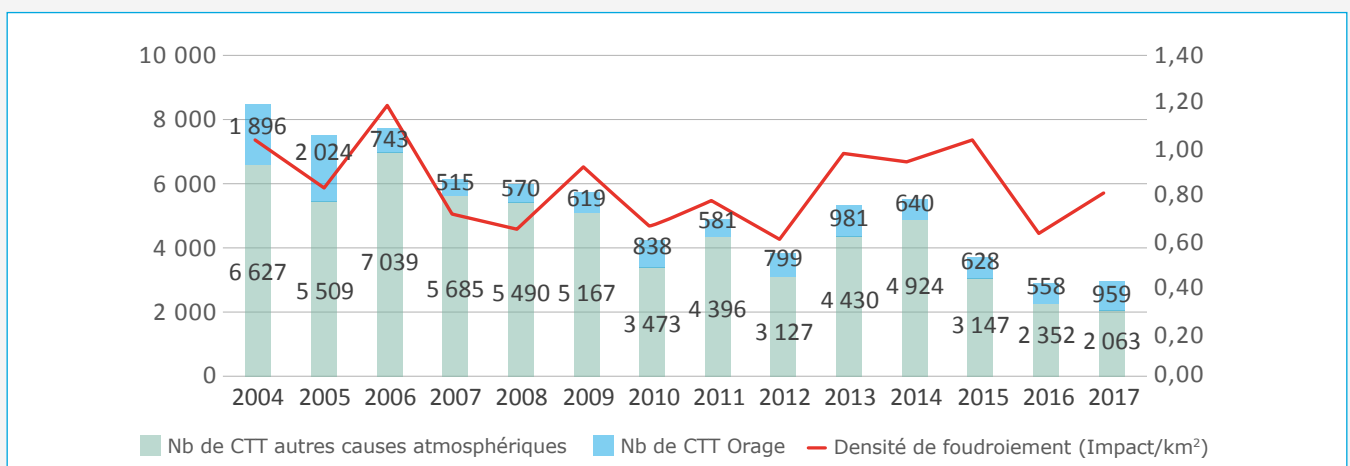
En 2017, la poursuite de **l'expérimentation de l'outil AMELIE** (Alertes Météorologiques Lignes Aériennes) a

permis de mettre en place de **nouvelles alertes visant à prévoir la formation de manchons de givre** sur les lignes aériennes en complément des alertes existantes (tempête et neige collante). Ces alertes permettent d'anticiper la mise en place de moyens techniques et humains pour faire face à ces incidents et contribuent au rétablissement rapide d'un fonctionnement nominal du réseau.

En 2017, **la nouvelle doctrine MDLD** (Méthode de Localisation des Défauts), qui a pour **objectif d'accélérer la reprise de service des ouvrages en défaut**, a été déployée. Elle est basée sur l'analyse de diverses informations, dont celles issues du **projet LAD (Localisation Automatique de Défaut)**, qui permet de cibler la **visite des ouvrages**. L'utilisation de la MDLD reste faible du fait du gisement réduit des dépôts équipés de LAD, mais elle a déjà permis de cibler certaines actions. La fin de déploiement de LAD est attendue en 2020.

En complément, **l'application « SCHREK/SCRAT »**, application de corrélation automatique des incidents avec des causes (orages...) et des conséquences (client...), est déployée sur l'ensemble du territoire. Elle **permet de notifier en temps réel les clients impactés par le défaut** (attente forte exprimée pour savoir si le défaut est sur le réseau de RTE ou non) ainsi que les astreintes et permanences régionales et nationales RTE.

Toujours dans le but d'améliorer la reprise de service et d'assurer un meilleur suivi de la résolution d'incident, RTE déploie en 2018 une application RUBICUB visant à numériser la gestion d'incident pour les équipes opérationnelles.



Evolution de la cause orage et des autres causes atmosphériques des courts-circuits ainsi que la densité de foudroiement



COMPOSANTES MATÉRIELLES DE LA SÛRETÉ

3.1 GROUPES DE PRODUCTION

Producteurs et RTE échangent deux fois par an sur le programme pluriannuel de résorption des limitations de capacité réactive des groupes nucléaires, tant en fourniture qu'en absorption. Ces limitations peuvent être pénalisantes pour la gestion des tensions basses (risque d'écroulement) ou hautes (risques pour les matériels). Si 2016 a vu les écarts s'accroître, une nette résorption de ceux-ci a été observée en 2017, permettant d'envisager l'atteinte de la cible visée en fourniture de réactif en 2018 (la cible est déjà atteinte concernant l'absorption).

93 % DES ESSAIS D'ÎLOTAGE DES GROUPES NUCLÉAIRES RÉUSSIS

La réussite de l'îlotage des groupes nucléaires en cas d'incident généralisé est importante pour la sûreté nucléaire et primordiale pour permettre de reconstituer le réseau et réalimenter les clients. En 2017, 15 essais d'îlotage ont été réalisés pour les groupes nucléaires : 14 îlotages ont été réussis, soit un taux de succès de 93,3 % (92,3 % en 2016), et un taux sur 4 années glissantes de 87 % pour un objectif plancher pluriannuel de 60 %.

3.2 EQUIPEMENTS DU RÉSEAU

Sur le réseau 400 kV, 473 courts-circuits ont été éliminés en 2017 (383 en 2016) dont 287 monophasés. **Le taux de réponse** conforme à la sollicitation **des protections et automates** sur défaut électrique en 400 kV **est en accord avec les règles** en affichant un taux de conformité de 98 % en 400 kV. Par ailleurs, les bons résultats sur le réseau « 225 kV HDP (Haute Densité de Production et proche) » témoignent d'un déploiement efficace du plan de protection spécifique à ces réseaux.

En ce qui concerne les protections différentielles de barres en 400 kV, qui jouent un rôle majeur pour l'élimination rapide et sélective des défauts barres, très rares mais à risque élevé pour la sûreté : elles ont été à l'origine de 9 ESS (9 en 2016). Leur taux de disponibilité de 99,6 % reste stable par rapport à 2016.

Les DRS (protections de Débouclage à Rupture de Synchronisme) font partie du Plan de Défense et jouent un rôle essentiel pour isoler, en cas de grand incident, les zones du réseau qui ont perdu le synchronisme des zones encore saines, et éviter ainsi sa propagation. Sollicitées très rarement, elles doivent néanmoins répondre de façon fiable en cas de besoin. En 2017, il n'y a pas eu d'indisponibilité de DRS et le plan DRS a fait l'objet d'un audit sûreté indiquant que le dispositif est globalement bien maîtrisé.

La part des anomalies génériques des combinés de mesure continue de diminuer dans la contribution des matériels HT au TCE avec moins du 6 % du TCE total, soit un taux comparable aux années antérieures à la crise liée aux combinés de mesure qui confirme la pertinence des actions correctives déployées (remplacement préventif de matériels, mesures d'état des matériels et surveillance temps réel).

Le projet Ampacité a pour objectif d'expérimenter une exploitation plus souple, en adaptant en temps réel les capacités de transit des liaisons, en fonction des conditions externes mesurées (température, vent perpendiculaire, ensoleillement) pour dégager des marges supplémentaires et optimiser les parades disponibles. Ces dispositions, qui permettent d'optimiser l'utilisation des ouvrages au mieux de leurs caractéristiques physiques, contribuent à faciliter l'intégration de production éolienne et à améliorer la qualité de fourniture aux clients, en diminuant le nombre de contraintes d'exploitation et le risque de coupure associé.

Dans ce cadre, la liaison 400 kV Tavel Réaltor et trois autres liaisons 63 kV et 90 kV ont été équipées de capteurs en début d'année 2017 dans les régions de Marseille, Lille, Nantes et Nancy. Ces équipements permettront de valider les hypothèses de valorisation et de tester sa mise en œuvre. Les premiers retours sur la liaison 400 kV Tavel Réaltor sont très encourageants tant du point de vue insertion en exploitation qu'en retour sur investissement. **La mise à disposition de l'« Ampacité » en dehors d'un cadre expérimental est visée pour 2019.**



OUTILS, TÉLÉCOM ET SI

4.1 OUTILS

En 2017, une seule indisponibilité fortuite avec arrêt de l'émission du niveau de réglage secondaire de la fréquence pendant 16 minutes a affecté le **Système National de Conduite (SNC)**. Des évolutions permettant d'améliorer la robustesse du réseau et corriger certains ralentissements ont été apportées à l'outil de conduite en 2017. L'année 2018 sera principalement consacrée aux développements de la version permettant de répondre aux exigences du projet « aFRR Assistance », qui a pour objectif de mettre en œuvre une fonction d'assistance inter-GRT de réserves secondaires.

Pour les **Systèmes Régionaux de Conduite (SRC)**, on a recensé 20 ESS 0 en 2017 (pour 16 ESS en 2016, 11 ESS 0 et 3 ESS A en 2015). L'année 2017 a été marquée par le déploiement généralisé d'une nouvelle version de l'application dans l'ensemble des centres ainsi qu'un remplacement de tous les matériels et portage logiciel.

Pour faire face au vieillissement des outils de conduite actuels et offrir aux opérateurs un outil de conduite unique autour d'un SCADA du marché, **RTE a engagé le projet STANWAY**. La première mise en service du nouvel outil est prévue en 2020 pour le CNES, puis pour les Centres Exploitation.

Le maintien en compétences Outils de **SIDRE (Support Inter-Dispatching Regional)** se fait au travers des essais de basculement périodiques (partiel ou total) dont le rythme s'est accéléré en 2017, tandis que le maintien en connaissance a été refondu sous forme de quizz.

Par Centre Exploitation, le nombre mensuel moyen de télécommandes émises est de l'ordre de 8 700 avec une amplitude variant suivant les Centres. Les moyennes annuelles de l'indisponibilité des télémesures et des télésignalisations pour les 7 dispatchings régionaux s'établissent respectivement à 1,5 0 % (1,33 % en 2016) et 1,06 % (1,09 % en 2016 et 1,14 % en 2015).

Le **Système d'Alerte et Sauvegarde (SAS)** est un outil indispensable pour la maîtrise des situations à risques (ordres d'alerte) ou dégradées (ordres de sauvegarde), dont la disponibilité et la fiabilité doivent être excel-

lentes. Au cours de l'année 2017, **39 ESS 0 et 3 ESS A ont été enregistrés** (39 ESS 0 et 1 ESS A en 2016). Ce nombre important d'ESS s'explique principalement **par le « non-acquittement » de messages**, par les producteurs et distributeurs, lors des essais périodiques et, plus gênant, dans un contexte d'émission réel de l'ordre situation critique pour marges insuffisantes réalisé par RTE. Un rappel a été réalisé pour permettre une réaction conforme aux attendus en situation à risque ou dégradée nécessitant l'utilisation du SAS.

La plateforme d'études **Convergence** est l'outil de référence pour effectuer les études électrotechniques de la préparation à la conduite au temps réel. Cette application est également utilisée par CORESO, le Coordonateur de Sécurité Régional de RTE, ainsi que chez Nordic RSC, le coordonateur régional des GRTs finlandais (Fingrid), norvégien (Stattnett), suédois (Svenska Kraftnät) et danois (Energinet). La disponibilité globale des serveurs Convergence a été excellente puisqu'elle s'élève à 99,96 %.

Le système **IPES** est utilisé pour les études court terme et en conduite en temps réel ; il fournit les estimations du réalisé de la production éolienne et photovoltaïque ainsi que la prévision de ces productions, à l'échelle locale, régionale ou nationale, sur une période ajustable pouvant aller de J-4 à J+2, à une maille choisie par l'utilisateur. Fin 2017, la puissance totale des EnR observable, soit directement par la téléconduite du producteur, soit via des moyens mis en œuvre à la suite des accords conclus avec les partenaires (associations de producteurs, GRD...), est de 19,8 GW pour 21,2 GW installés. Pour faire face à la volumétrie croissante des données EnR, RTE a poursuivi en 2017 une réflexion sur la pérennisation de l'outil IPES dont les résultats sont attendus pour la fin 2018.

L'application **Carte des tensions** a été déclarée opérationnelle à la suite de sa phase de prototypage. Elle donne la possibilité de suivre visuellement le plan de tension à une maille nationale ou locale, et permet d'alermer les dépassements de tension.

L'industrialisation prévue fin 2017 de l'application « Carte des tensions » a été reportée à début 2018, pour prendre en compte une amélioration de la disponibilité des flux d'entrée et améliorer sa disponibilité.

4.2 TÉLÉCOMMUNICATIONS ET SÉCURITÉ DU SI

La sûreté d'exploitation du système électrique est étroitement liée au bon fonctionnement des réseaux de télécommunication de sécurité d'une part, et au SI d'autre part, ainsi qu'à sa capacité à faire face aux cyber-menaces.

Le Réseau Optique de Sécurité, **ROSE**, infrastructure dont RTE est propriétaire et exploitant, totalise environ 21 000 km de câbles optiques et fournit les services de télécommunications contribuant à la sûreté du système : téléconduite de « niveau haut » (observabilité, manœuvrabilité, réglages), échanges d'informations entre protections contre les défauts électriques, téléphonie de sécurité. Au cours de l'année 2017, il n'y a pas eu d'Événements Système Significatif (deux Événements Système Significatif en 2016).

L'exploitation du **Système de Téléphonie de Sécurité (STS)** sur l'année 2017 a fait l'objet de 13 ESS 0 concernant tous une indisponibilité non programmée de la téléphonie de sécurité d'un seul abonné, sans conséquence (en 2016 on dénombrait 1 ESS A et 9 ESS s0).

La sécurité du SI de RTE est un élément central de la sûreté d'exploitation du système électrique, notamment pour ce qui concerne le contrôle-commande, les activités de téléconduite mais également les échanges d'informations avec les clients, acteurs de marché et partenaires.

Le Centre Opérationnel de Sécurité de RTE (COs'R) a déjoué un nombre croissant de situations d'alertes informatiques en 2017 (par mois, environ 5 800 attaques, 6,6 millions de spams évités et 200 virus éradiqués sur le SI de RTE).

En 2017, un audit du dispositif de sécurité du système d'information de RTE a été réalisé pour évaluer le niveau de maîtrise de l'entreprise face aux différentes menaces de cyber-attaques afin d'assurer la continuité de ses activités critiques d'acheminement, de sûreté de fonctionnement du système électrique, et aussi de marchés, et formuler des recommandations organisationnelles et opérationnelles.





AUTRES LEVIERS POUR L'EXPLOITATION

VERS UNE COLLABORATION RENFORCÉE ENTRE RPT ET RPD

Avec un réseau à la fois plus contraint et plus difficile à piloter du fait du développement de la production décentralisée et des projets smartgrids, les échanges d'informations RPT/RPD et la bonne compréhension réciproque des difficultés rencontrées deviennent indispensables pour maîtriser l'exploitation future des deux réseaux et des relations aux interfaces.

En 2017, des travaux ont été poursuivis entre RTE et plusieurs GRD. Ils couvrent les champs de la gestion des automates, des échanges de données d'exploitation et de la gestion de la tension à l'interface RPT/RPD. Ils conduisent à envisager pour 2018 des développements SI communs permettant de favoriser les échanges de données d'exploitation ainsi que la mise en place de nouveaux automates, dont les premiers démonstrateurs verront le jour en 2019. Ces travaux seront élargis à tous les GRD français.

LE MÉCANISME DE CAPACITÉ

Le **Mécanisme de capacité** est destiné à assurer la sécurité d'approvisionnement à long terme de la France, pendant les pointes de consommation d'électricité. En rémunérant la disponibilité des moyens de production et d'effacement, le mécanisme de capacité incite les acteurs du système électrique à maintenir et développer, au meilleur coût, les moyens d'effacement et de production nécessaires pour assurer la couverture des engagements de fourniture de leur portefeuille et ainsi contribuer à la sécurité d'approvisionnement.

DISPOSITIFS DE MODÉRATION ET D'EFFACEMENT DE LA CONSOMMATION

L'effacement, qu'il concerne de la consommation d'industriels ou de l'agrégation de consommation diffuse, est une source de flexibilité qui consiste à renoncer ou reporter tout ou partie de sa consommation en réaction à un signal. Les effacements peuvent être utilisés par les acteurs de marché pour optimiser leur propre portefeuille ou pour vendre de l'énergie directement à d'autres acteurs ou à RTE.

LES EFFACEMENTS SONT DÉSORMAIS DES SOURCES DE PUISSANCE ET DE FLEXIBILITÉ POUR LA GESTION DE L'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE ET DE LA FRÉQUENCE AU MÊME TITRE QUE LA PRODUCTION. ILS REPRÉSENTENT EN EXPLOITATION UN LEVIER SUPPLÉMENTAIRE POUR ASSURER LA SÛRETÉ.

En 2017, 1 810 MW de capacités d'effacement ont été certifiées sur le mécanisme de capacité pour l'année 2017 (1 900 MW pour 2018).

Par ailleurs, depuis le 1^{er} novembre 2014, le **signal Tempo** est géré par RTE et relayé via **éCO₂mix** afin de permettre à tous les fournisseurs de proposer des offres de fourniture d'électricité à effacements.

Pour la quatrième année, le **dispositif « NEBEF »**, ou Notification d'Echange de Blocs d'Effacement, permet aux acteurs de valoriser des effacements directement sur le marché. Fin 2017, 22 acteurs avaient contractualisé avec RTE pour participer à ce mécanisme et le volume d'effacement continue de croître en atteignant 39 GWh (11 GWh en 2016).

Depuis décembre 2016, RTE utilise son application **pédagogique éCO₂mix** comme un nouveau vecteur d'alerte dans son dispositif de communication de crise. Ainsi, lors de la mobilisation de moyens exceptionnels durant les périodes de tension du système électrique, l'application **éCO₂mix** permet de notifier des messages d'alerte invitant les consommateurs à réduire leur consommation par des gestes citoyens.

La démarche **éco-citoyenne EcoWatt**, mise en place en Bretagne et en région Provence-Alpes-Côte d'Azur, initialement pour répondre à une situation de fragilité électrique, a dorénavant pour objectif d'inciter les habitants à modérer leur consommation d'électricité, en particulier en hiver, aux heures de pointe.

Si en 2017, la situation en matière de sécurité d'approvisionnement est conforme au critère public de sécurité d'approvisionnement, il n'y a plus de marge supplémentaire à moyen terme.

Cette situation inédite constitue l'aboutissement d'un large mouvement de restructuration du parc thermique, tant en France qu'en Europe, qui a vu la fermeture de nombreuses unités au charbon et au fioul au cours des dernières années. La structure du parc de production français a donc évolué. L'équilibre atteint repose désormais sur la maîtrise de la pointe de consommation, une disponibilité adéquate du parc nucléaire, le maintien du parc thermique existant et la fiabilisation du gisement actuel d'effacements de consommation. D'ici à 2020, cette situation ne devrait pas évoluer.





EVOLUTIONS ET ADAPTATIONS DU RÉSEAU

RTE a investi 1,4 milliard d'euros en 2017. Le montant total des investissements de RTE au périmètre régulé par la CRE s'est élevé à 1 393 M€, dont 1 166 M€ consacrés au réseau. Les principaux investissements ont porté sur l'achèvement de la reconstruction de l'axe 225 kV assurant l'interconnexion entre la vallée du Rhône et le Massif Central (projet « 2Loires »), la mise en service du renforcement du Centre Bretagne (« Filet de sécurité Bretagne »), le démarrage des travaux sur la nouvelle interconnexion avec l'Angleterre (« IFA2 »), la poursuite des travaux de construction de l'interconnexion à courant continu entre la France et l'Italie passant par la galerie de sécurité du tunnel du Fréjus (« Savoie-Piémont »), et la restructuration du réseau 225 V de la Haute Durance. 66 % des investissements réseaux ont été réalisés sur des ouvrages existants.

Les investissements dans les systèmes d'information et l'immobilier-logistique se sont élevés respectivement à 144 M€ et 83 M€.

LES ÉVOLUTIONS ET ADAPTATIONS À VENIR DU RÉSEAU S'APPUIENT SUR UNE DÉMARCHE PROSPECTIVE QUI SE CONCRÉTISE PAR LES TRAVAUX SUIVANTS :

Le bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France représente le premier maillon de la chaîne sûreté puisqu'il est le point de départ de la construction d'un ensemble de scénarios potentiels de l'équilibre offre-demande qui seront ensuite éclatés en « hypothèses réseau » pour alimenter toutes les études nationales et régionales de développement de réseau jusqu'à l'horizon 2035.

L'édition 2017 du bilan prévisionnel (disponible également sur la plateforme digitale <http://bpnumerique.rte-france.com>) fait notamment apparaître que, pour atteindre l'objectif de 50 % de production nucléaire en 2025 fixé par la loi de transition énergétique, la fermeture d'un nombre important de réacteurs nucléaires (de l'ordre de vingt-quatre) doit être accompagnée par une forte accélération du développement des énergies renouvelables et de la construction de nouvelles centrales au gaz (plus de 11 000 MW). D'ici l'horizon 2035, 5 scénarios ont été envisagés, volontairement contrastés, pour accompagner les décisions qui construisent le système électrique de demain.

TOUS LES SCÉNARIOS ENVISAGÉS (OHM, AMPÈRE, HERTZ, VOLT ET WATT) ABOUTISSENT À UNE CROISSANCE FORTE DES ÉNERGIES RENOUVELABLES, LA FERMETURE DE RÉACTEURS NUCLÉAIRES, UNE ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION ÉLECTRIQUE (STABLE OU EN BAISSÉ), LE DÉVELOPPEMENT MASSIF DU VÉHICULE ÉLECTRIQUE, LA CROISSANCE DE L'AUTOCONSOMMATION ÉLECTRIQUE.

RTE publie la nouvelle édition de son **Schéma décennal 2016** de développement du réseau de transport d'électricité, à l'issue de la consultation publique terminée en janvier 2017. Ce schéma décennal, en rupture avec les précédentes éditions, répertorie les adaptations nécessaires dans les trois ans et les principales infrastructures à envisager dans les dix ans à venir. Les actions retenues sont déclinées dans le projet « **Impulsion & Vision** ». Dans ce projet d'entreprise, les **enjeux de « révolution numérique » et de « rupture technologique »** se concrétisent par le déploiement de cinq postes « Nouvelle Génération » d'ici 2020, le déploiement du contrôle numérique dans tous les postes RTE d'ici 2030 et l'équipement par une solution de monitoring de 50 % du réseau d'ici 2030 pour ajuster les capacités maximales du réseau en fonction des conditions météorologiques ou par l'intermédiaire de multiples mesures des équipements.

En cohérence et dans le prolongement du Ten Year Network Development Plan (TYNDP) et du bilan prévisionnel, plus de 400 projets sont évoqués dans ce schéma, une grande part répondant aux défis de la transition énergétique. Ils permettent l'accueil du nouveau mix de production, en France ou à l'étranger, accompagnent l'évolution localisée de la consommation et assurent la solidarité électrique entre les territoires.

Outre les échanges inter-régionaux, RTE développe également les interconnexions de la France avec ses partenaires européens. Toutes frontières confondues, jusqu'à **10 GW d'accroissement** des capacités d'interconnexion sont à l'étude ou en projet pour une mise en service dans la décennie.





LES DÉFIS DE L'INTÉGRATION



Dans le contexte de la transition énergétique et dans le prolongement des scénarios décrits dans le bilan prévisionnel, la réduction progressive de la part de la production d'origine nucléaire en France s'accompagnera d'une intégration d'un volume croissant de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables, telles que le solaire et l'éolien.

Or, une forte pénétration de production d'énergie électrique variable, et en grande partie décentralisée, peut poser divers types de problèmes aux réseaux de transport et de distribution qui n'ont historiquement pas été conçus pour l'absorber.

Tout d'abord, la majorité des installations de production d'énergies renouvelables sont de petites tailles et n'offrent pas aujourd'hui de soutien au réseau de transport pour la gestion des services système (fréquence et tension), contrairement aux producteurs traditionnels pour lesquels ceci est exigé.

Alors que la part des EnR augmente et que le parc de centrales thermiques baisse, les besoins de réglage de la tension et de la fréquence restent toutefois identiques et l'enjeu pour RTE consistera à identifier d'autres moyens, et sans doute d'autres manières, pour continuer à assurer un réglage de la tension et de la fréquence en sûreté.

C'est pourquoi, RTE est à la recherche de solutions techniques, notamment en menant des expérimentations en collaboration avec des producteurs EnR ainsi qu'avec des gestionnaires de réseau de distribution.

Par ailleurs, la présence d'une part importante d'énergie électrique produite par des systèmes de conversion solaires et éoliens sans alternateur peut également avoir des conséquences particulières sur l'exploitation des réseaux électriques.

Schématiquement, le réseau électrique européen est un système composé de centrales de production, de charges (la consommation) et d'ouvrages permettant de transporter l'électricité. Si on peut considérer que la fréquence est uniforme sur l'ensemble de l'Europe interconnectée, c'est que les alternateurs des centrales classiques sont reliés entre eux par des forces électromagnétiques et tournent à la même vitesse. Ainsi, c'est l'inertie des alternateurs tournants sur le réseau qui permet aujourd'hui de réagir collectivement pour compenser une brusque hausse de consommation ou la perte de production dans toute l'Europe.

DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

C'est pourquoi, avec cette intégration massive d'EnR :

- les méthodes traditionnelles de gestion des transits et des congestions sur le réseau devront peu à peu évoluer ;
- RTE doit être capable de s'assurer que les phénomènes transitoires induits par des courts-circuits dans un tel système électrique ne conduisent pas ce dernier à un état instable ou à un niveau de dégradation non acceptable au regard des règles de sûreté à assurer en exploitation.

En complément, le caractère intermittent de la production des EnR oblige aussi RTE à accroître la qualité des prévisions de production de ces filières pour réduire les incertitudes liées à leur intégration en exploitation dans la gestion de l'équilibre offre-demande. RTE travaille également à l'amélioration de l'observabilité et de la commandabilité de cette production EnR ainsi qu'à l'élaboration de nouveaux modèles probabilistes, comme IMAGRID et iTesla, pour mieux prendre en compte les incertitudes pesant sur les EnR.

De plus, l'arrivée massive de production variable va progressivement amener RTE à utiliser de nouveaux moyens pour mieux gérer les transits et éviter les congestions sur le réseau. Ainsi, RTE expérimente l'utilisation d'automates de zone et mène des projets d'optimisation des transits (Ampacité) ou encore de stockage et restitution d'électricité (RINGO). Par ailleurs, RTE envisage également le développement de mécanismes de gestion de la consommation pour assurer l'équilibre offre-demande, nous éloignant encore davantage des hypothèses historiques qui ont prévalu à la conception du système actuel.

RENDRE UN TEL SYSTÈME FIABLE
ET ÉCONOMIQUEMENT VIABLE CONSTITUE UN DÉFI
MAJEUR POUR RTE, ET IL DEVIENT NÉCESSAIRE
D'EN FAIRE ÉVOLUER LES MÉTHODES
ET LES MOYENS DE PILOTAGE.

C'est pourquoi, RTE reste très actif sur les projets européens MIGRATE et OSMOSE. Ces projets œuvrent à développer et valider des solutions technologiques innovantes en vue de la gestion du système électrique européen dans lequel de plus en plus d'électronique de puissance est impliquée pour connecter les sites de production et de consommation. Ils analysent l'impact de la pénétration croissante de l'électronique de puissance sur la stabilité du système électrique et s'intéressent également à l'effet d'une forte insertion de convertisseurs sur le fonctionnement dynamique du système électrique.





CONTRIBUTION À LA SÛRETÉ DES MOYENS HUMAINS ET DES ORGANISATIONS

UNE AMÉLIORATION DE LA PERFORMANCE PAR LE GESTE PROFESSIONNEL (APGP)

La démarche APGP (Amélioration de la Performance par le Geste Professionnel) consiste en la capitalisation et le partage des écarts de type Facteur Humain, qu'ils soient ou non générateurs de conséquences sur la sécurité industrielle au sens large, dans le but d'améliorer collectivement notre performance.

En 2017, 962 « événements APGP » ont été déclarés, dont 761 en exploitation, ce qui illustre la bonne dynamique qui s'installe depuis quelques années dans ce domaine.

UNE FORMATION ET UN MAINTIEN DES COMPÉTENCES QUI S'ADAPTENT EN PERMANENCE

Outre les formations annuelles de maintien en compétences des chargés de conduite, incluant les journées de simulations pour les situations exceptionnelles, de nombreux projets et évolutions de doctrines ont nécessité des formations spécifiques dans les métiers de l'exploitation.

Les cursus de formation centralisée font régulièrement l'objet d'adaptations afin de les maintenir en ligne avec les évolutions du réseau, les évolutions nombreuses et rapides des méthodes et outils utilisés pour les études ou la conduite du réseau, ainsi que pour la préparation et l'exécution des interventions sur les ouvrages du RPT. En 2017, le cursus des équipes de maintenance des systèmes ASI évolue pour leur permettre la manœuvre de disjoncteurs lors des montées de version des équipements de télécommande/téléconduite des postes électriques, sur demande du chargé de conduite, via le chargé d'exploitation.

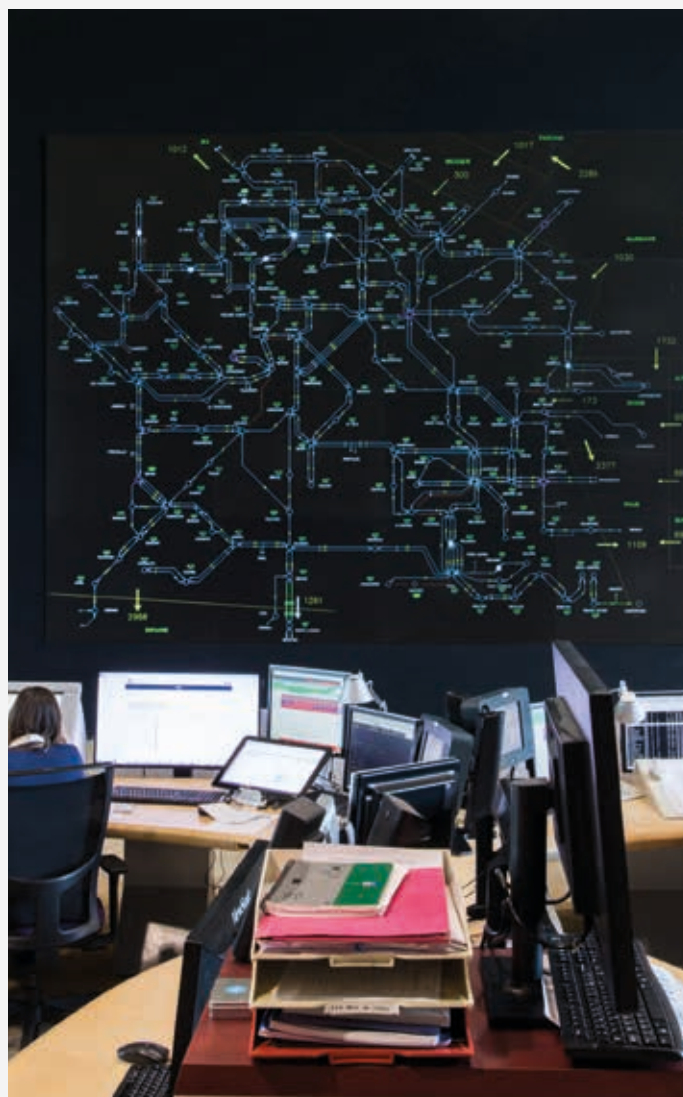
Par ailleurs, les premières expérimentations de formation à distance inter-centres ont été menées en 2017. Une refonte des stages de formation intégrant les nouveaux moyens pédagogiques de RTE (e-learning, tutoriels, vidéoformation...) est en cours.

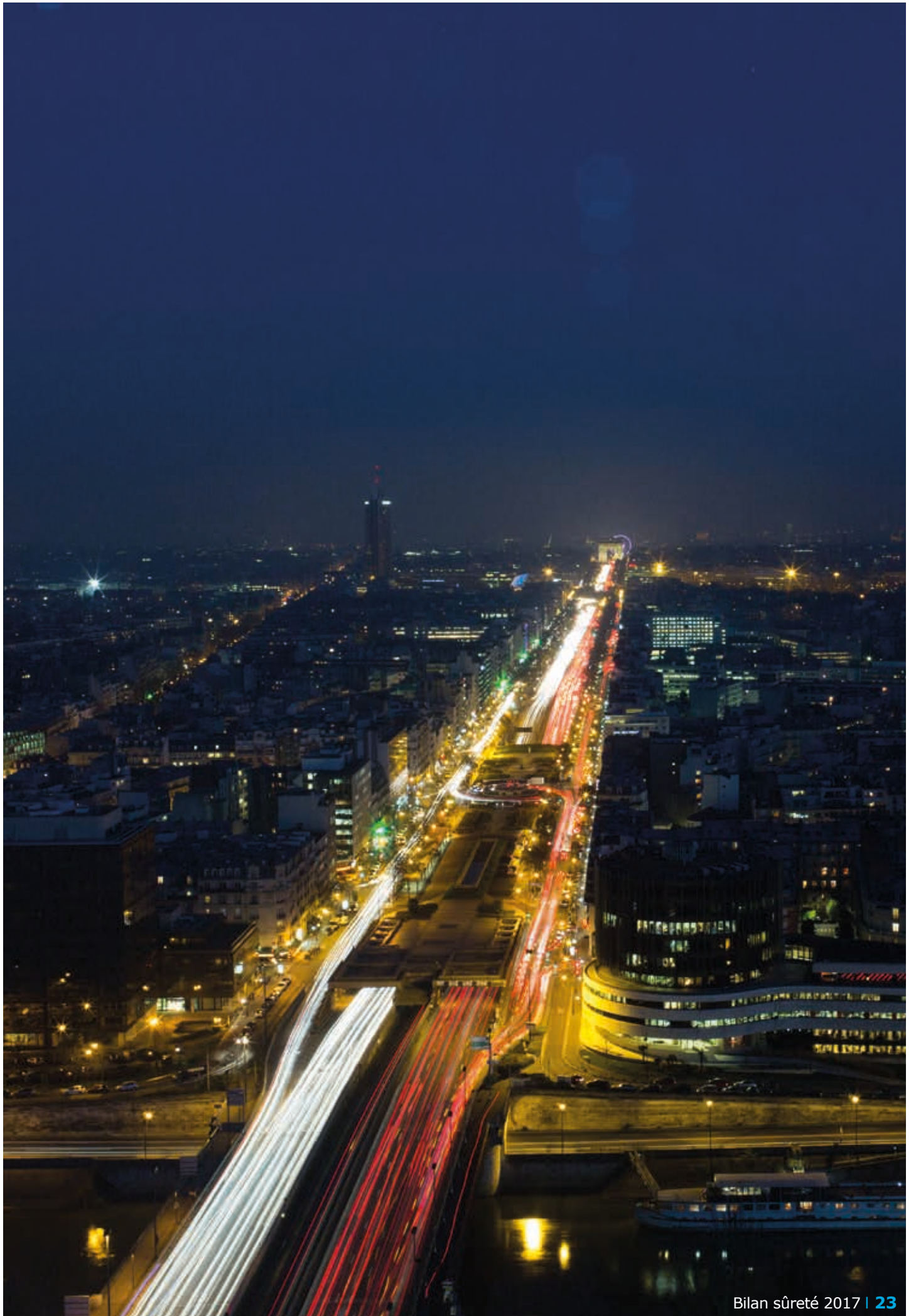
Les formations locales jouent un rôle complémentaire dans l'acquisition et le maintien des compétences et il convient de souligner le rôle important dévolu aux référents, parrains de promotion et managers dans le perfectionnement de la professionnalisation sur le terrain.

En 2017, il y a eu très peu de visites de l'externe en raison des plans Vigipirate à la suite des attentats, cependant, toutes régions confondues, on peut citer des rencontres avec les producteurs et les centres de conduite des distributeurs de leur zone d'action ainsi que l'organisation de stages « Assurer ensemble la sûreté », à destination des producteurs et distributeurs, réalisés en partenariat avec la cellule Contrôle des Performances.

ENFIN, EN TERMES DE PRÉPARATION DES ACTEURS, L'ANNÉE 2017 A ÉTÉ RICHE EN EXERCICES DE CRISE RÉGIONAUX

Ces exercices ont permis de consolider les documents opérationnels pour ces situations et d'effectuer localement du maintien en compétences pour de nombreux salariés.







ÉVOLUTION DES RÉFÉRENTIELS ET DES RÈGLES DE CONTRACTUALISATION

UNE ATTENTION SUR LE NOUVEAU PAQUET LÉGISLATIF EUROPÉEN « ENERGIE PROPRE POUR TOUS LES EUROPÉENS »

La Commission européenne a présenté, le 30 novembre 2016, un ensemble de propositions législatives, réunies sous le nom de Paquet « Energie propre pour tous les Européens », pour adapter le cadre européen, décliner les objectifs du paquet énergie-climat et poursuivre la construction de l'Europe de l'énergie.

Ce paquet législatif traite notamment de l'architecture de marché pour l'adapter au fonctionnement des énergies renouvelables et au développement de nouveaux moyens flexibles dans le système (effacements de consommation, stockage). Il contient, par ailleurs, un important volet relatif à la coopération régionale entre GRT et des dispositions structurantes quant aux outils pouvant être utilisés pour assurer la sécurité d'approvisionnement (définition de critères, mécanisme de capacité). Les propositions concernent également l'adaptation de la gouvernance d'ensemble au niveau européen et régional.

Ainsi, ces propositions comportent d'importants enjeux pour la France, pour RTE et pour l'ensemble des acteurs du système électrique, y compris sur les responsabilités futures pour garantir la sûreté du système électrique. Le travail de discussion de ces textes avec le Conseil et le Parlement européen est engagé ; la Commission souhaite une adoption définitive en 2019. RTE veillera notamment à éclairer les enjeux politiques sous-jacents derrière ces dispositions techniques et à être force de proposition pour assurer que ce nouveau paquet énergie soit à la hauteur des enjeux de construction d'une réelle Europe de l'énergie durable et réponde aux besoins du système électrique dans le respect du principe de subsidiarité, et en veillant à garantir que l'innovation puisse se développer alors que le secteur fait face à une mutation de forte ampleur.

LES PRINCIPALES ÉVOLUTIONS DE LA DOCUMENTATION TECHNIQUE DE RÉFÉRENCE (DTR)

En 2017, elles concernent : la procédure de traitement des demandes de raccordement des installations de production, les échanges d'informations et système de téléconduite pour les installations de production, ainsi que pour les consommateurs et distributeurs, et les règles Services Système Tension.

Des travaux ont été réalisés ou se poursuivent en 2018 en concertation avec les clients pour apporter des évolutions à d'autres articles. Ils concernent notamment la gestion du réactif à l'interface RPT/RPD et l'implémentation dans la réglementation française des codes européens de raccordement.

LES SERVICES SYSTÈME

Entrée en vigueur au 1^{er} avril 2017 des modalités de rémunération des **Services Système tension** pour proposer des évolutions permettant de rendre le dispositif à la fois plus lisible et transparent. L'année 2017 a également vu la première signature des accords de participation aux règles Services Système Tension par un parc éolien raccordé au RPT. Ce parc perçoit désormais une rémunération pour le réglage primaire de la tension. Plusieurs autres installations, éoliennes ou photovoltaïques, raccordées au RPT, étudient la possibilité de signer un accord de participation.

Pour ce qui concerne **les services système fréquence**, RTE couvre depuis le 16 janvier 2017 son besoin en réserve primaire par un appel d'offres hebdomadaire commun aux GRT de Belgique, d'Allemagne, de Suisse, d'Autriche et des Pays-Bas.

En 2017, la France a un solde exportateur en moyenne de 7 MW pour ses besoins de services système fréquence. (Les exports de réserve primaire ont été en moyenne de 59 MW pendant 42 % du temps et les imports de 60 MW pour 54 % du temps.)

En fin d'année 2017, la puissance certifiée pour le réglage de fréquence des sites de soutirage s'élève à 92 MW (dont 25 MW de réserve secondaire), soit potentiellement 16 % de la réserve primaire française requise. Cette réserve intègre la première batterie qui a été certifiée par la Cellule Contrôle de Performance pour le réglage de fréquence (1 MW, sur le RPD).

MÉCANISME D'AJUSTEMENT

L'appel d'offres, lancé en septembre 2016, couvre la période janvier à décembre 2017. Sur cette période, RTE a conclu des contrats RR-RC (réserve rapide et complémentaire) avec 11 acteurs d'ajustement pour répondre à un volume de 1 000 MW de réserve rapide activable en moins de 15 mn, et 500 MW de réserve complémentaire activable en moins de 30 mn.

Les volumes contractualisés de RR s'établissent à 1 319 MW, dont un peu plus de la moitié est fournie par des capacités d'effacement. Pour ce qui concerne la réserve complémentaire, le volume souscrit est assuré principalement par des actifs de production.

Les évolutions des contrats au cours des dernières années mettent en lumière d'une part **la contribution croissante des effacements industriels**, et d'autre part, la vigilance accrue de RTE sur la gestion de l'EOD en temps réel, **matérialisée par le contrôle strict des performances** des souscripteurs et le processus de renouvellement de leurs agréments.





LA SÛRETÉ AU-DELÀ DE RTE EN EUROPE

En 2017, les codes « System Operations Guidelines », « Emergency and Restoration » et « Electricity Balancing » ont été publiés et sont en cours de mise en application. Ainsi, l'ensemble des codes est désormais publié et applicable.

Pour ces trois codes, certains éléments doivent être déclinés au niveau national, la concertation est en cours en France et se conclura en 2018.

La quatrième édition du TYNDP (Ten Year Network Development Plan) a été publiée fin 2016.

Il présente le développement du réseau de transport en Europe à horizon 2030 pour mener à bien la transition énergétique et mettre en place le marché unique électrique européen. On notera la part importante de la technologie à courant continu dans ce plan. Parmi les points essentiels qui auront un impact fort sur la conduite du système dans les prochaines années, on retiendra :

- un futur mix énergétique européen permettant une couverture de la consommation d'électricité entre 45 % et 60 % par les EnR, avec un effort particulier visant à réduire les limitations de production éolienne,
- une capacité d'interconnexion qui devrait doubler en Europe d'ici 2030, notamment pour permettre une meilleure intégration des « péninsules » dans le marché électrique européen (Portugal/Espagne, Italie, Etats Baltes, Irlande, Grande-Bretagne).

COOPÉRATION ENTRE GRT

En ce qui concerne les faits marquants, on retiendra en 2017 pour CORESO, l'entrée de deux nouveaux membres : les GRTs irlandais Eirgrid et SONI.

CORESO est un des 6 RSC en Europe (Regional Security Coordinator), situé à Bruxelles, qui fournit les services de coopération à 9 GRT permettant d'assurer la sécurité du système électrique au niveau européen. Les 9 GRT membres de CORESO sont Elia pour la Belgique, National Grid pour l'Angleterre, RTE pour la France, 50Hertz pour l'Allemagne, Terna pour l'Italie, REN pour le Portugal, REE pour l'Espagne, Eirgrid et SONI pour l'Irlande).

CORESO se voit confier de plus en plus de missions de coordination, sur des territoires de plus en plus grands. La plus-value apportée par les centres de coordination régionaux est désormais bien acquise et s'élargit au fil du temps, avec un renforcement des axes de coopération des différents centres au profit de la sûreté d'ensemble du système européen.

EN MATIÈRE DE R&D ET DE GRANDS PROJETS EUROPÉENS EN LIEN AVEC LA SÛRETÉ, ON PEUT RETENIR POUR 2017 LES PRINCIPAUX ÉLÉMENTS SUIVANTS :

Projets Migrate et OSMOSE : ces projets visent à développer et valider des solutions technologiques innovantes sur le réseau en vue de la gestion du système électrique européen dans lequel est impliquée de plus en plus d'électronique de puissance (liaisons à courant continu et raccordement des énergies renouvelables).

Poste intelligent : le projet vise, via des démonstrateurs, à redessiner l'architecture fonctionnelle d'un poste électrique en réponse aux nouveaux besoins du système électrique, en intégrant, à la conception, les objectifs environnementaux et les solutions technologiques envisagées dans les décennies à venir. En 2017, les fonctions élémentaires du « Poste Intelligent » de Blocaux ont été mises en exploitation et seront en mode observation en 2018, un mode « action » est envisagé suivi d'une décision de déploiement d'ici 2020.

Projet BESTPATHS : mise au point d'une plateforme de test d'interopérabilité de contrôles commandes de station de conversion courant alternatif-courant continu pour un réseau à courant continu multiterminaux. Le projet européen BestPaths vise à préparer l'arrivée des Supergrids. En 2017, une plateforme des matériels de tests d'interopérabilité des contrôles commandes de station HVDC a été mise en service. La réalisation des tests et les résultats ont été publiés et le projet devrait prendre fin en 2018.

Les outils d'exploitation des salles H24 : le concept des projets décrits ci-après (Apogée, I-Tesla, Garpur, flexibilité) consiste à permettre de passer d'un pilotage majoritairement manuel à un système de navigation du réseau s'appuyant sur l'anticipation, l'automatisation et l'hypervision de l'information.

Cet écosystème d'outils et de méthodes permet, de plus, d'intégrer un environnement nécessitant davantage de flexibilités de production, de consommation ou de stockage en passant d'une approche déterministe à une gestion probabiliste du risque.

Projet Apogée : l'année 2017 a été marquée par le test du module « manœuvres périodiques » sur la console Apogée expérimentale du centre exploitation RTE de Nancy et la préparation de l'expérimentation du module « Retrait » à Nantes pour 2018.

Projet iTesla : iTesla préfigure la prochaine génération de plateforme d'analyse de la sécurité du réseau, qui met en œuvre une approche probabiliste de l'analyse des risques encourus en exploitation, en tenant compte des possibilités de parades curatives et des phénomènes dynamiques.

Projet GARPUR : en 2017, fin des travaux. Les résultats de GARPUR seront concrètement appliqués à RTE dans des projets R&D comme i-Tesla, Imagrid (outils d'études pour le développement de réseau), MONA (outils d'aide aux stratégies de gestion des actifs), et nous incite à réfléchir à l'évaluation du risque dans le cadre du placement des consignations.

Impact et intégration des « flexibilités en exploitation » : la pénétration des EnR d'une part et l'harmonisation européenne de l'équilibrage du système électrique d'autre part invitent à renforcer la capacité de RTE à prévoir à très court terme la production PV et Eolienne. Elles invitent également à faire évoluer le processus d'équilibrage qui doit également s'adapter aux évolutions du système électrique et à ses flexibilités.

La mise en œuvre de nouveaux moyens d'actions, comme les automates de zone, les expérimentations pour les batteries du projet RINGO, ou encore la mise en œuvre de plateformes d'échanges des produits harmonisés d'équilibrage vont accroître les liens entre les processus de gestion de l'EOD et du réseau.

Lancées en 2017, ces activités de R&D devraient s'étaler entre 2018 et 2020.



11

AUDITS SÛRETÉ

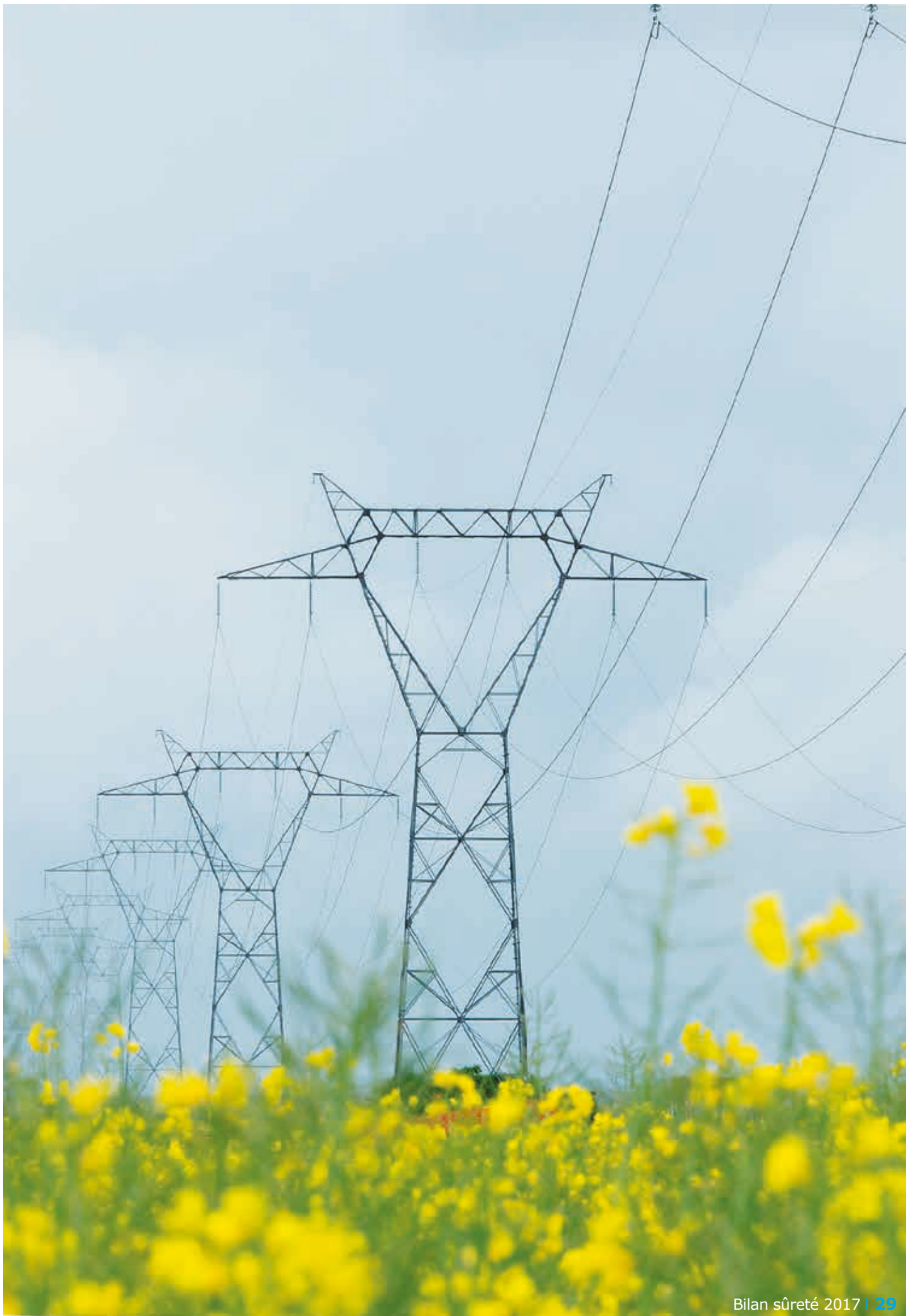
Les thèmes d'audit sont construits de façon à couvrir sur une période de deux à trois ans tous les grands volets de la sûreté, en surveillant plus particulièrement les risques pointés par le REX de l'année écoulée. Les conclusions des audits sont présentées au Comité exécutif de RTE. Des recommandations sont formulées, de façon à améliorer la maîtrise des risques. Les actions engagées sur la base des recommandations font l'objet d'un plan d'actions dont l'avancement est suivi par la Direction Audit et Risques, et dont il est rendu compte annuellement en Comité exécutif de RTE et en CSEA.

Trois thèmes en lien avec la sûreté ont fait l'objet d'audits en 2017 :

- le plan de défense,
- la maîtrise des risques «volet des transits » en exploitation,
- la gestion des interventions sur le réseau de télécom/téléconduite.

Ils concluent à une maîtrise globalement satisfaisante de l'exploitation du système électrique en sûreté et émettent de recommandations permettant d'en améliorer le fonctionnement opérationnel.





CONCLUSION ET PERSPECTIVES

LES RÉSULTATS OBTENUS EN 2017 TÉMOIGNENT D'UN NIVEAU DE MAÎTRISE SATISFAISANT DE L'EXPLOITATION EN SÛRETÉ PAR RTE, dans un **contexte de développement de la production EnR** qui impacte de plus en plus la sûreté et la stabilité du système électrique (fréquence, tension, marge). Dans ce contexte, RTE poursuit, avec ses partenaires, son action de développement de moyens de flexibilité (Ampacité, RINGO, Automates, Effacements, etc.) et de solutions innovantes afin de maintenir ses exigences de sûreté tout en facilitant la transition énergétique.

Cependant, des **signaux faibles rencontrés en 2017 illustrent encore l'attention à porter à l'équilibrage du système électrique dans le contexte de mix énergétique en forte transition avec des EnR variables** (marge insuffisante, tensions hautes, oscillations interzone, écarts de fréquence, surcharges sur le réseau). Si **ces situations ont été contenues** en 2017 et ont même permis de mettre en place des moyens de maîtrise complémentaires (dispositifs d'alerte, organisation du délestage...), **elles ne doivent pas occulter le risque de rencontrer, dans les prochaines années, des conditions d'exploitation plus tendues, en particulier en cas de grand froid et/ou de moindre disponibilité de production en France lors des hivers à venir.**

Le suivi des Evènements Significatifs Système (ESS) depuis plusieurs années permet de détecter les signaux faibles, de les analyser et de mesurer, dans la durée, l'ensemble des actions entreprises pour améliorer la sûreté d'exploitation. En 2017, on observe une nette hausse des ESS par rapport aux dernières années que l'on peut attribuer à une exploitation réalisée au plus près des limites du réseau pour en maximiser son utilisation.

Ces résultats satisfaisants sont le fruit de travaux engagés en interne et avec nos partenaires depuis de nombreuses années. Ils soulignent que la sûreté du système se construit jour après jour, en s'appuyant sur des actions planifiées et soutenues dans la durée, mais également des actions correctives dans un périmètre très vaste et impliquant de multiples métiers.

TOUTES CES ACTIONS PERMETTENT DE FAIRE FACE AU RISQUE MAJEUR DE BLACKOUT. ELLES CONTRIBUENT À CONSOLIDER DANS LA DURÉE LA SÛRETÉ D'EXPLOITATION DU SYSTÈME, MISSION FONDAMENTALE DE RTE AU BÉNÉFICE DE TOUS, EN FRANCE COMME EN EUROPE.

Les principaux points d'attention mis en évidence dans ce bilan se traduisent par la nécessité de prolonger et renforcer sur les prochaines années des actions déjà engagées à divers stades.

UNE VIGILANCE SANS RELÂCHE POUR ASSURER LA SÛRETÉ DE DEMAIN

On peut notamment retenir :

En interne RTE :

- **améliorer** la qualité du réglage de la fréquence et la détection des oscillations interzone pour une meilleure gestion en temps réel,
- **renforcer** le suivi des marges, notamment en réfléchissant à des outils à mettre en place en exploitation,
- **poursuivre** l'amélioration des processus opérationnels de gestion des tensions hautes en exploitation,
- **renforcer** la mise en place d'aides aux opérateurs,
- **poursuivre** l'amélioration des méthodes et outils d'étude en intégrant les évolutions du contexte et l'augmentation des incertitudes,
- **innover** en expérimentant sur le terrain et en utilisant de nouvelles possibilités offertes par le numérique,



- **évaluer** l'efficacité des actions de maintenance et de renouvellement entreprises pour limiter les dysfonctionnements de matériels sensibles pour la sûreté (protections différentielles de barres, relais de délestage...),
- **améliorer** le fonctionnement de boucle d'amélioration continue.

En collaboration avec nos partenaires :

- **consolider** et adapter les outils du domaine EOD aux exigences de demain,
- **améliorer** la qualité des échanges de données aux interfaces,
- **élargir** le panel des acteurs de marché pour accroître l'efficacité économique et la flexibilité dans la gestion de l'EOD court terme (effacements, SSY fréquence dissymétrique...),
- **consolider** les mécanismes de contrôle systématique des engagements et performances des acteurs pour s'assurer de la bonne maîtrise de la sûreté,
- **poursuivre** le dialogue et les expérimentations avec nos partenaires qui contribuent largement à la sûreté du système (réactif des groupes, réglage de la tension à l'interface RPT/RPD, automates...).

Et plus particulièrement en Europe :

- **travailler** sur la communication à assurer avec les autres GRT et RSC en Europe en situation de crise EOD ainsi que sur les rôles et responsabilités de chaque partie prenante,
- **progresser** aux niveaux français et européen sur la compréhension et la maîtrise des écarts de fréquence, travailler sur leur anticipation,
- **anticiper** l'entrée en vigueur des grids codes européens dans nos outils et méthodes,
- **garantir** la capacité d'échange de données entre les plateformes temps réel de tous les acteurs de la sûreté,
- **renforcer** la coopération avec les gestionnaires de réseau et le centre de coordination européen comme lors de la vague de froid de début 2017,
- **participer** activement à l'analyse du paquet « Energie propre pour tous les Européens », avec une vigilance accrue en particulier sur la définition des prérogatives des ROC.



ANNEXE 1 : GLOSSAIRE THÉMATIQUE



Identifiant	Concept
Sûreté de fonctionnement du système électrique	<p>La sûreté du système est définie comme l'aptitude à :</p> <ul style="list-style-type: none"> • assurer le fonctionnement normal du système électrique, • limiter le nombre des incidents et éviter les grands incidents, • limiter les conséquences des grands incidents lorsqu'ils se produisent. <p>La sûreté est au cœur des responsabilités confiées par la loi du 10 février 2000 à RTE en tant que gestionnaire du réseau de transport français.</p>
Événements Système Significatifs (ESS)	<p>La détection des événements porteurs d'enseignements pour la sûreté du système électrique est assurée sur la base de critères préétablis, regroupés dans une « Grille de classification des Événements Système Significatifs ».</p> <p>La grille permet de positionner les événements à leur juste niveau d'importance vis-à-vis de la sûreté, en les situant sur une échelle de gravité comprenant sept niveaux. Un niveau 0 est affecté aux événements à enjeux plus faibles pour la sûreté, mais qu'il convient de mémoriser ; les niveaux A à F correspondent à des incidents de gravité croissante allant jusqu'à un éventuel incident généralisé au niveau national.</p> <p>La méthodologie de classement repose sur l'appréciation combinée de la gravité selon deux types d'entrée :</p> <ul style="list-style-type: none"> • une entrée enregistre l'occurrence d'événements élémentaires concrets affectant une fonction d'exploitation dans un certain nombre de domaines (réseau de transport, production, exploitation du système, moyens de conduite, distribution) ; • une entrée marque le niveau de dégradation du fonctionnement du système.
Marges d'exploitation et règles de sûreté	<p>Les règles de sûreté prescrivent :</p> <ul style="list-style-type: none"> • une marge minimale mobilisable en moins de quinze minutes supérieure à 1 500 MW ; elle est dimensionnée pour permettre de compenser à tout instant la perte du plus gros groupe couplé, • une marge minimale à échéance plus éloignée, dont le volume requis va en croissant depuis l'échéance de quinze minutes jusqu'à une échéance de plusieurs heures. <p>Lorsque ces conditions ne sont pas remplies, RTE émet, selon le cas, un message d'alerte sur le MA ou un ordre S, dit « situation critique ».</p>
Réglages primaire et secondaire de la fréquence	<p>Le réglage primaire assure de façon automatique, à la suite de tout aléa affectant l'équilibre entre la production et la consommation, et par la participation solidaire de tous les partenaires de l'interconnexion synchrone, le rétablissement quasi-immédiat de l'équilibre. Des règles sont fixées par le groupe régional « Europe continentale » de l'ENTSO-E pour que cette action maintienne alors la fréquence à l'intérieur de limites définies.</p> <p>A sa suite, le réglage secondaire du partenaire à l'origine de la perturbation annule de façon automatique l'écart résiduel de la fréquence par rapport à la fréquence de référence, ainsi que les écarts par rapport aux programmes d'échanges entre les différentes zones de réglage.</p>
Organisation de crise	<p>Le dispositif ORTEC (Organisation RTE de Crise) a été mis en place à la suite des tempêtes de fin décembre 1999. Il fixe les dispositions à prendre et l'organisation à adopter, tant au niveau national que régional, lorsqu'une situation de crise grave est déclarée par RTE.</p> <p>Outre la mise en place des ressources humaines et compétences techniques nécessaires, il prévoit la mise en œuvre des actions de communication associées à la gestion de la crise. De façon concrète, des cellules de crise sont rapidement mobilisables dans toutes les Unités et à la Direction de RTE.</p> <p>En complément, des Groupes d'Intervention Prioritaires (GIP) ont été créés dans chacune des Unités régionales. Leur objectif majeur est d'assurer en moins de cinq jours le rétablissement des lignes gravement endommagées et qui revêtent une importance particulière pour la sûreté du système électrique.</p>



ANNEXE 2 : GLOSSAIRE SYNTAXIQUE



ADN	Automate de Défense Nord	MA	Mécanisme d'Ajustement
APGP	Amélioration de la Performance par le Geste Professionnel	NEBEF	Notification d'Echange de Blocs d'Effacement
CACM	Capacity Allocation and Congestion Management	NEMO	Nominated Electricity Market Operator
CE	Centre d'Exploitation	ORTEC	Organisation de RTE en crise
CNES	Centre National d'Exploitation Système	RC	Réserve complémentaire (MA)
CORES0	CO-ordination of Electricity System Operators	ROC	Regional Operation Center
COs'R	Centre Opérationnel de Sécurité de RTE	ROSE	Réseau Optique de Sécurité
CSEA	Comité de Surveillance Economique et des Audits	RR	Réserve Rapide (MA)
CWE	Central Western Europe	RSC	Regional Security Coordinator
DTR	Documentation Technique de Référence	RSFP	Réglage Secondaire Fréquence Puissance
EnR	Energies Renouvelables	RST	Réglage Secondaire de Tension
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity	RSTN	Réglage Secondaire de Tension réNové
EOD	Equilibre Offre-Demande	RPD	Réseau Public de Distribution
ESS	Evénement Système Significatif	RPT	Réseau Public de Transport
GIP	Groupe d'Intervention Prioritaire	SAS	Système d'Alerte et Sauvegarde
GRD	Gestionnaire de Réseau de Distribution	SDIS	Service Départemental d'Incendie et de Secours
GRT	Gestionnaire de Réseau de Transport	SIDRE	Support Inter-Dispatchings Régionaux
HDP	Haute Densité de Production	SNC	Système National de Conduite
HVDC	High Voltage Direct Current link	SOGL	System Operation GuideLine
ICS	Incident Classification Scale	SRC	Système Régional de Conduite
IFA	Interconnexion France-Angleterre	STANWAY	Projet de remplacement du SRC
IPES	Insertion des Productions Energies renouvelables intermittentes dans le Système électrique	STS	Système de Téléphonie de Sécurité
IST	Intensité de Surcharge Transitoire	TCE	Temps de Coupure Equivalent
LAD	Localisation Automatique de Défaut	TSO	Transmission System Operator
		TURPE	Tarif Utilisation Réseau Public d'Electricité
		TYNDP	Ten Year Network Development Plan





Le réseau
de transport
d'électricité

Direction Audit et Risques

1, terrasse Bellini TSA 41000 - 92919 La Défense Cedex

rte-france.com

Contact : Vincent Tissier - vincent.tissier@rte-france.com