



Proposition pour la mise à jour du critère de sécurité d'approvisionnement du système électrique français



Application de la méthodologie européenne pour le calcul de la valeur de l'énergie non distribuée (Single VoLL for RS), du coût de nouvel entrant (CONE) et du critère de sécurité (RS)

Table des matières

Synthèse	4
1. Contexte et objet : une étude pour la mise à jour du critère de sécurité d’approvisionnement en électricité.....	6
1.1. Le critère de sécurité d’approvisionnement est la référence pour le dimensionnement de l’équilibre offre-demande du système électrique.....	6
1.2. Le critère de sécurité d’approvisionnement est un double critère portant sur la durée de délestage et sur la durée de défaillance	7
1.3. L’évolution du cadre réglementaire européen demande la réévaluation du critère de sécurité d’approvisionnement	8
1.4. Cette étude est réalisée par RTE à la demande de la DGEC.....	8
2. La valeur de l’énergie non distribuée (VOLL) progresse par rapport à sa précédente évaluation datée de 2011.....	10
2.1. Le calcul de la valeur de l’énergie non distribuée (VOLL) s’appuie sur un sondage mené auprès des consommateurs	10
2.2. La valeur de l’énergie non distribuée à retenir dans le calcul du critère de sécurité d’approvisionnement est estimée à 33 k€/MWh	12
2.3. La VOLL est estimée avec une plage d’incertitude de l’ordre de +/-20%, mais est robuste au paramétrage sur la durée et la période des coupures	13
2.4. La notion de prévenance préalable à un délestage a un impact significatif sur le préjudice des coupures évalué par les consommateurs	14
2.5. L’évolution de la VOLL depuis 2011 est cohérente avec les évolutions méthodologiques et l’inflation	15
3. La valeur du coût du nouvel entrant (CONE) est fixée par la filière effacements.....	16
3.1. Le périmètre des technologies candidates pour assurer le bouclage de la sécurité d’approvisionnement a été redéfini par la PPE en 2019 et par le Règlement Electricité	16
3.2. Les hypothèses techniques et financières associées aux technologies candidates sont cohérentes avec les dernières publications de RTE	17
3.3. Le calcul du CONE est réalisé sur l’horizon 2022 - 2024	18
3.4. Le CONE est estimé à 60 k€/MW/an	19
4. La mise à jour du calcul du critère de sécurité selon le nouveau cadre réglementaire européen conforte le niveau actuel.....	21
4.1. La valeur du critère théorique de délestage issue de l’application de la nouvelle méthodologie européenne est évaluée à 2h par an en espérance, soit le même niveau qu’actuellement	21
4.2. Le critère de défaillance ne nécessite pas d’être modifié pour les prochaines années.....	22

5.	Des études pour la mise à jour du critère de sécurité d’approvisionnement ont commencé à être publiées par d’autres Etats membres de l’Union européenne	24
5.1.	Les estimations pour l’Italie sont très proches de celles retenues pour la France	24
5.2.	L’approche retenue par la Belgique diffère en partie de celle retenue pour la France, mais les résultats restent proches	24
6.	Des travaux qui devront être poursuivis au cours des prochaines années.....	26
7.	ANNEXE : compléments sur le calcul de la VOLL.....	28
7.1.	Les caractéristiques du sondage commandité par ENEDIS	28
7.2.	Les couts de la VOLL estimés à partir du « consentement à payer » et du « consentement à accepter ».....	28
8.	ANNEXE : compléments sur le calcul du CONE	30
8.1.	Les coefficients de <i>de-rating</i> utilisés pour calculer le CONE	30
8.2.	Les hypothèses de cout et de durée de vie des différentes filières.....	30

Synthèse

La définition de la notion de *sécurité d’approvisionnement en électricité* repose sur une analyse des risques qu’entraînerait un déséquilibre entre l’offre d’électricité (production et adaptation de la consommation) et la demande (consommation non flexible).

Définir précisément le terme de sécurité d’approvisionnement revient ainsi à déterminer le *niveau de risque* contre lequel le système électrique doit se couvrir en mettant notamment en regard les bénéfices (éviter au maximum les coupures d’électricité) et les coûts (maintenir ou développer des capacités de production, de stockage ou de flexibilité de la consommation en nombre suffisant). En particulier, le risque « zéro » est, comme dans tout secteur industriel, inatteignable et reviendrait à développer un niveau de capacités de production et de flexibilité électrique infini pour se couvrir contre tous les aléas possibles, qui se traduirait *in fine* par des hausses de tarif importantes.

En France, le critère de sécurité d’approvisionnement utilisé pour le dimensionnement du système électrique repose historiquement sur une approche économique, selon laquelle le bon niveau de capacités correspond à un équilibre entre les coûts et les bénéfices du point de vue de la sécurité d’alimentation électrique. Etant donné les coûts socio-économiques importants associés à des coupures d’électricité, il en résulte un critère prévoyant un niveau de risque relativement faible de déséquilibre entre l’offre et la demande d’électricité.

Ceci aboutit à une règle dite des « trois heures », définie dans le Code de l’énergie depuis 2006. Celle-ci signifie que la durée pendant laquelle l’équilibre entre l’offre et la demande ne peut pas être assuré par les marchés de l’électricité est inférieure ou égale à trois heures par an en moyenne dans toutes les configurations modélisées par RTE. Autrement dit, l’alimentation électrique est garantie en permanence, à l’exception de certaines circonstances particulières dans lesquelles RTE est susceptible d’intervenir, par l’activation de moyens de sauvegarde (ou moyens post-marché), et en dernier recours par des coupures ciblées et momentanées d’une partie de la consommation pour éviter un incident plus large. Depuis 2020, cette règle a été précisée et complétée dans le Code de l’énergie avec une durée moyenne de recours au délestage (i.e. coupures ciblées et momentanées de consommateurs) qui doit être inférieure à deux heures par an en espérance. Ce nouveau double critère est néanmoins équivalent à celui qui prévalait jusque-là.

L’évolution du cadre réglementaire européen, via le règlement européen « électricité » du paquet énergie propre pour tous (*Clean energy package*) adopté par l’Union européenne en 2019, prévoit désormais une harmonisation des méthodologies de calcul des paramètres de la sécurité d’approvisionnement, pour les Etats membres mettant en place des mécanismes de capacité. En France, le décret n°2021-1781 du 23 décembre 2021 relatif au critère de sécurité d’approvisionnement électrique mandate RTE pour fournir une estimation de ces paramètres et les notifier au ministre chargé de l’énergie et à la Commission de régulation de l’énergie. La présente étude a ainsi vocation à mettre en cohérence le calcul du critère de sécurité d’approvisionnement avec les exigences du nouveau règlement européen.

L’étude confirme que la méthode aujourd’hui utilisée en France pour définir le niveau cible de sécurité d’approvisionnement est conforme aux exigences européennes. L’actualisation du calcul des paramètres tend en outre à conforter un critère de sécurité d’approvisionnement fixé à une durée moyenne de risque de recours au délestage inférieure à 2 heures par an en moyenne pour les années à venir.

Ce critère repose sur l'estimation de deux paramètres exigée par le cadre réglementaire européen : (i) d'une part la valeur de l'énergie non distribuée (*VOLL, Value of Lost Load*), valeur du coût socio-économique des situations de délestage vu des consommateurs, estimée à 33 k€/MWh et (ii) d'autre part le coût du nouvel entrant (*CONE, Cost of New Entry*), coût annualisé de mise en service de la capacité marginale la plus compétitive susceptible d'être utilisée pour assurer le respect du critère de sécurité d'approvisionnement, estimé à 60 k€/MW/an.

Au-delà du calcul technico-économique, **RTE considère que les réflexions sur la définition du critère de sécurité d'approvisionnement devront désormais s'inscrire dans un cadre de réflexion plus large, incluant des considérations politiques sur le bon niveau de risque de sécurité d'approvisionnement contre lequel la collectivité souhaite se prémunir.** Les travaux menés par RTE dans le cadre des derniers Bilans prévisionnels et des *Futurs énergétiques 2050*, en concertation avec l'ensemble des parties prenantes, ont ainsi mis en évidence un certain nombre de limites de l'approche probabiliste historique.

D'une part, l'acceptation sociétale du risque de sécurité d'approvisionnement est fragile, notamment dans un contexte de décarbonation et de transferts d'usages massifs vers l'électricité où il sera important de démontrer aux citoyens que la transition n'est pas synonyme de dégradation du service rendu.

D'autre part, la résilience du système lors de situations extrêmes, mais de faible probabilité, est source d'interrogations récurrentes. Les indisponibilités simultanées et imprévues de plusieurs réacteurs nucléaires (notamment dans le cas d'un défaut générique sur un palier nucléaire), les risques de rupture d'approvisionnement en combustibles fossiles (notamment en gaz), les vagues de froid exceptionnelles, et désormais les situations de vent faibles sur de longues durées peuvent notamment conduire à des situations de forte tension sur l'équilibre offre-demande électrique, dont il convient d'analyser les conséquences de manière détaillée (par exemple, en termes de nombre de consommateurs affectés).

Dans ce contexte et au-delà du présent rapport, **RTE propose de poursuivre au cours des prochains mois les analyses sur la définition du critère de sécurité d'approvisionnement et de réinterroger la forme et le niveau de ce critère afin qu'il soit cohérent avec les attentes de la société. Ces travaux pourraient être menés dans un calendrier cohérent avec celui de la prochaine Programmation pluriannuelle de l'énergie.**

1. Contexte et objet : une étude pour la mise à jour du critère de sécurité d’approvisionnement en électricité

1.1. Le critère de sécurité d’approvisionnement est la référence pour le dimensionnement de l’équilibre offre-demande du système électrique

La notion de sécurité d’approvisionnement en électricité renvoie à la faculté d’assurer un niveau de service donné pour l’alimentation de l’ensemble des consommateurs français. Il s’agit d’une notion large qui peut recouvrir des problématiques différentes : dimensionnement du parc de production et de flexibilités, sûreté d’exploitation en temps réel, maîtrise du plan de tension et de la gestion des flux sur le réseau électrique, etc.

En particulier, l’un des principaux enjeux en matière de sécurité d’approvisionnement consiste à assurer un dimensionnement suffisant du parc de centrales électriques et de flexibilités (stockage, effacement) pour couvrir la demande électrique à tout instant. En d’autres termes, il s’agit de vérifier que le système électrique dispose de suffisamment de capacités pour assurer l’équilibre entre l’offre et la demande en électricité de manière générale.

Cependant, contrairement à certaines idées reçues, le « risque zéro » en matière de sécurité d’alimentation en électricité n’est en pratique pas atteignable, comme dans tout secteur industriel. Ainsi, approcher le « risque zéro » reviendrait à développer une capacité totale de production électrique extrêmement élevée, destinée à pallier des événements extrêmes de très forte consommation et de faible disponibilité de la production (par exemple, vague de froid combinée à des aléas multiples et génériques sur l’ensemble des moyens de production) mais dont la probabilité d’occurrence serait très faible. Il en résulterait finalement un coût très élevé de construction et d’exploitation du parc de production électrique, susceptible de se répercuter sur le consommateur, et ce alors même qu’une partie des centrales ne serviraient que de manière très exceptionnelle.

En conséquence, l’alimentation électrique est garantie en permanence, à l’exception de certaines circonstances particulières où RTE est susceptible d’intervenir, en dernier ressort, pour modifier la consommation : dans un premier temps, via des moyens « post marché », aussi appelés moyens de sauvegarde ou moyens exceptionnels, ayant un impact limité sur le consommateur (interruption de grands consommateurs industriels rémunérés à cet effet, diminution de la tension sur le réseau...) et en dernier recours, par des coupures ciblées et momentanées (les « délestages »). Ce type d’intervention n’est pas assimilable à un *black-out* et vise au contraire à en empêcher la survenue.

En matière de dimensionnement du système électrique, la sécurité d’approvisionnement en électricité passe donc par une analyse de risque et le choix d’un critère de sécurité revient à déterminer les risques contre lesquels la collectivité souhaite se prémunir.

Ce choix ne relève pas de RTE mais des pouvoirs publics. La définition du critère de sécurité d’approvisionnement figure ainsi dans le Code de l’énergie (article L. 141-7) et son niveau est fixé par le ministre en charge de l’énergie par voie réglementaire (article D. 141-12-6).

Ce critère est ensuite utilisé comme référence dans le dimensionnement du parc de production et de flexibilités et dans les études d’adéquation.

D’une part, il sert de référence pour analyser l’adéquation entre l’offre de capacités (production et effacement) et la consommation électrique dans le cadre du Bilan prévisionnel pluriannuel publié chaque année par RTE et prévu par l’article L141-8 du Code de l’énergie.

D'autre part, le critère de sécurité d'approvisionnement constitue un paramètre clé du mécanisme de capacité mis en place par les autorités françaises pour atteindre en pratique un haut niveau de sécurité d'approvisionnement. La valeur du critère détermine l'obligation de capacité totale que les fournisseurs doivent couvrir par des certificats de capacité associés à leur portefeuille de moyens de production et d'effacement ou à des acquisitions auprès d'autres offreurs de capacité. Le critère de sécurité d'approvisionnement influe donc de manière directe sur le volume total de capacités à développer dans le système électrique français et influence en conséquence le prix des certificats de capacité et la facture du consommateur. Par exemple, un renforcement du critère conduirait à améliorer la sécurité d'approvisionnement avec une réduction de la durée de risque sur l'équilibre offre-demande mais il augmenterait en parallèle l'obligation de capacité totale, et peut donc engendrer un impact haussier sur le prix des certificats de capacité et la facture du consommateur.

1.2. Le critère de sécurité d'approvisionnement est un double critère portant sur la durée de délestage et sur la durée de défaillance

Historiquement, le critère de sécurité d'approvisionnement était défini par rapport à la durée de défaillance. Lors de l'élaboration de la dernière Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) portant sur la période 2019-2028, il a été constaté que la réglementation ne définissait pas explicitement ce que recouvre cette notion de défaillance.

Partant de ce constat, il a été proposé dans la PPE de clarifier cette notion, reprise dans le décret n°2021-1781 du 23 décembre 2021 relatif au critère de sécurité d'approvisionnement électrique. La « défaillance » est ainsi entendue comme la nécessité de recourir aux moyens « post marché » (baisse de 5% de la tension sur les réseaux de distribution, activation des contrats d'interruptibilité souscrits auprès de certains grands consommateurs, contrats de secours avec les GRT frontaliers, gestes citoyens, ou encore dégradation des marges d'exploitation), et en dernier recours des coupures ciblées et momentanées (« délestages »).

En France, le critère de sécurité d'approvisionnement est ainsi composé d'un double critère de risque probabiliste :

- un critère de délestage, aujourd'hui fixé à 2h par an en espérance,
- et un critère de défaillance, fixé à 3h par an en espérance¹.

Cette règle signifie que dans les études d'adéquation, (i) la durée moyenne pendant laquelle l'équilibre entre l'offre et la demande ne peut pas être assuré par le fonctionnement normal des marchés de l'électricité, dans toutes les configurations d'aléas considérées, est inférieure ou égale à trois heures par an et (ii) la durée moyenne des délestages, dans toutes les configurations d'aléas considérées, est inférieure ou égale à deux heures par an.

¹ Les résultats publiés dans le Bilan prévisionnel 2019 ont montré l'équivalence de ces deux critères compte tenu des moyens post marché existants en 2019. ([Bilan-previsionnel-2019-rapport.pdf \(rte-france.com\)](#)). Ce point sera détaillé au paragraphe 45.2.

1.3.L'évolution du cadre réglementaire européen demande la réévaluation du critère de sécurité d'approvisionnement

Le règlement européen (UE) n°2019/943, dit « Règlement Électricité » établit que les États membres qui ont ou envisagent d'introduire des mécanismes de capacité ou des réserves stratégiques (ou des mécanismes similaires) doivent établir un critère de sécurité d'approvisionnement sur la base d'un processus transparent et vérifiable (considérant (46)).

En conformité avec le Règlement Électricité, le critère de sécurité d'approvisionnement, fixé par chaque État membre, doit désormais être fondé sur le calcul de trois valeurs :

- **la valeur de l'énergie non distribuée (*Value of Lost Load, VOLL*)**, c'est-à-dire le prix maximum de l'électricité que les consommateurs sont prêts à payer pour éviter les délestages en intégrant les coûts socioéconomiques tels que les pertes de temps et de confort. ;
- **le coût d'un nouvel entrant (*Cost of New Entry, CONE*)**, c'est-à-dire le coût annualisé de mise en service de l'unité de production la plus compétitive susceptible d'être utilisée pour assurer le respect du critère de sécurité d'approvisionnement ;
- **le critère théorique de sécurité d'approvisionnement (*Reliability standard, RS*)**, défini comme le ratio entre les deux précédentes valeurs.

Le Règlement Électricité prévoit la mise à jour du critère de sécurité d'approvisionnement tous les cinq ans. Cette mise à jour est encadrée par la méthodologie adoptée le 2 octobre 2020 par l'Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER)².

Il est important de noter d'une part que la définition du critère de sécurité d'approvisionnement au sens du Règlement Electricité correspond à un critère de délestage, et d'autre part que les exigences de la méthodologie définie par l'ACER ne remettent pas en cause l'existence du double critère utilisé en France.

1.4.Cette étude est réalisée par RTE à la demande de la DGEC

Les modalités de fixation du critère de sécurité d'approvisionnement pour la France métropolitaine mentionné à l'article L. 141-7 du code de l'énergie ont été précisées par le décret n°2021-1781 du 23 décembre 2021 relatif au critère de sécurité d'approvisionnement électrique, en cohérence avec les nouveaux textes européens.

RTE a ainsi été mandaté par la DGEC pour disposer d'estimations de la valeur de l'énergie non distribuée, du coût du nouvel entrant et du critère théorique de sécurité d'approvisionnement.

² « Methodology for calculating the value of lost load, the cost of new entry and the reliability standard » (https://documents.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Individual_decisions/Annexes/ACER_Decision_No_23-2020_Annexes/ACER_Decision_23-2020_on_VOLL_CONE_RS_-_Annex_1.pdf)

Les résultats des travaux menés par RTE ont été présentés le 13 octobre 2021 dans le cadre d'un groupe de travail de la « Commission Accès au marché » organisée par RTE. A l'issue de cette présentation, les méthodes et résultats présentés ont été mis à disposition des acteurs, dont certains ont souhaité échanger avec RTE concernant la valeur du CONE. Concomitamment, RTE a mis en consultation une note proposant une valeur de prix administré (prix plafond implicite sur le mécanisme de capacité) pour les années de livraison 2023 et 2024 du mécanisme de capacité³ qui partage les mêmes hypothèses et raisonnements quant au calcul du CONE que le présent rapport. Les retours des acteurs sur cette note sont précisés au paragraphe 3.4 du rapport.

³ La proposition de prix administré a été approuvée par la CRE dans sa délibération n°2021-371 du 16 décembre 2021 - <https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Approbaton/plafond-utilise-dans-le-cadre-du-reglement-financier-des-ecarts-du-mecanisme-de-capacite-2023-et-2024>.

Le calcul du prix administré se fonde sur l'étude du CONE net des revenus sur le marché de l'énergie car il correspond au « missing money » que les installations cherchent à couvrir en participant au mécanisme de capacité.

Le calcul du critère de sécurité d'approvisionnement se fonde sur le CONE brut car l'objectif est de dimensionner efficacement la capacité du système électrique en arbitrant entre le coût de celle-ci et le coût des délestages.

2. La valeur de l'énergie non distribuée (VOLL) progresse par rapport à sa précédente évaluation datée de 2011

2.1. Le calcul de la valeur de l'énergie non distribuée (VOLL) s'appuie sur un sondage mené auprès des consommateurs

Pour estimer la VOLL, la méthodologie définie par l'ACER repose sur un sondage auprès des consommateurs. Son objectif est de recueillir l'estimation du coût socio-économique des situations de délestage *vu des consommateurs* lorsque des coupures sont mises en place par les gestionnaires de réseau du fait de déséquilibres entre offre et demande.

L'ACER autorise explicitement la reprise d'enquêtes de moins de cinq ans. Aussi, afin de réduire la durée de mise en conformité du critère de sécurité d'approvisionnement avec la réglementation européenne, RTE, en accord avec les services de la CRE et de la DGEC, s'est appuyé dans la présente étude sur le sondage commandé par ENEDIS pour ses propres besoins de calcul de VOLL⁴. Ce sondage a été réalisé par le CEREN⁵ en 2019, en s'appuyant sur les recommandations internationales⁶. Ce sondage a été réalisé auprès de 4 000 consommateurs raccordés sur le réseau de distribution.

Afin de refléter la diversité des types des consommateurs et des préjudices causés par des situations de délestage, l'ACER demande que pour ce sondage, une approche sectorielle soit mise en place, en distinguant les secteurs résidentiel, tertiaire, les grande et petite industries, les services publics et le secteur des transports. L'approche sectorielle du sondage réalisé par ENEDIS (approche distinguant résidentiel, industrie, tertiaire, infrastructures⁷ et agriculture) n'est pas strictement équivalente avec celle de la méthodologie de l'ACER. Néanmoins, le faible écart entre ces découpages sectoriels, et les poids prépondérants des consommations des secteurs résidentiel et tertiaire sur le réseau public de distribution (près de 80% de la consommation), ont conduit à ne pas remettre en cause l'utilisation des résultats du sondage aujourd'hui disponible.

⁴ La valeur de l'électricité non distribuée calculée par ENEDIS est associée à l'historique des coupures sur son réseau, coupures dont les caractéristiques (durée potentielle, saisonnalité...) sont différentes de celles des coupures potentielles associées aux problématiques d'équilibre offre-demande à l'échelle nationale. Le calcul d'Enedis conduit donc à une VOLL différente de celle calculée par RTE <https://www.enedis.fr/media/3017/download>.

⁵ CEREN : Centre d'études et de recherches économiques sur l'énergie

⁶ *Study on Estimation of Costs due to Electricity Interruptions and Voltages Disturbances*, SINTEF, 07/12/2010 ; *Guidelines of Good Practice on Estimation of Costs due to Electricity Interruptions and Voltages Disturbances*, CEER, 07/12/2010

⁷ Le secteur des infrastructures recouvre les infrastructures de télécommunications, du système gazier et des transports.

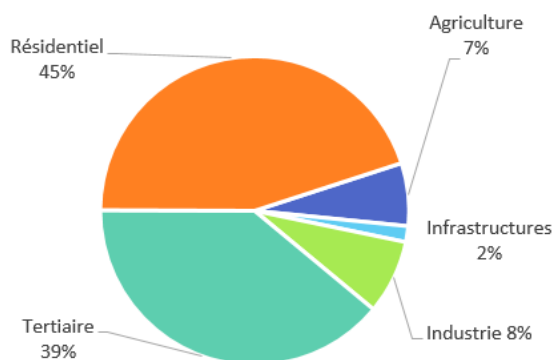


Figure 1: Répartition sectorielle des sondés

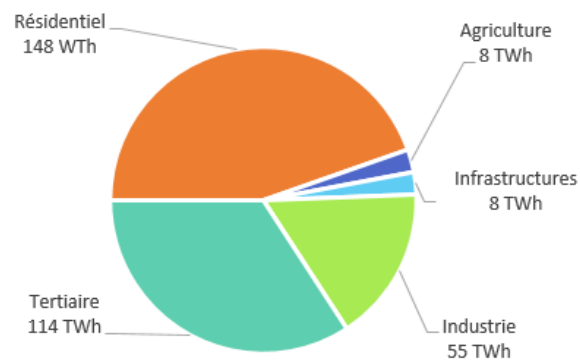


Figure 2: Consommation annuelle (TWh) des différents secteurs sur le réseau public de distribution

Les sondés ont été interrogés sur différentes évaluations économiques de la valeur de l'électricité non distribuée ou en d'autres termes la valeur associée à différentes situations de coupure :

- **Le consentement à payer** (« *Willingness to pay* ») : le sondé indique l'augmentation forfaitaire du prix de la fourniture d'électricité qu'il serait prêt à consentir en contrepartie de la garantie de ne jamais être interrompu.
- **Le coût direct associé à une coupure** (« *Direct Worth* ») : le sondé indique le coût socio-économique associé à une coupure qu'il serait susceptible de subir.
- **Le consentement à accepter** (« *Willingness to accept* ») : le sondé indique le dédommagement financier qu'il estimerait juste de recevoir en cas d'interruption de fourniture.

L'enquête a permis également de distinguer (i) les situations où le consommateur était prévenu de l'interruption de fourniture avec un délai raisonnable ou bien la subit sans préavis, (ii) la période de l'année de délestage, (iii) le moment dans la journée du délestage et (iv) la durée du délestage.

L'analyse des résultats du sondage a montré une plus forte fiabilité (meilleurs taux de réponse et meilleure qualité) des réponses relatives au coût direct. Parmi les réponses analysées, 96% des réponses concernant l'évaluation des coûts directs sont considérées exploitables⁸, alors que ce taux tombe respectivement à 23% et 61% pour les consentements à payer et les consentements à accepter.

Ainsi, lorsqu'elles sont fournies, une part significative des réponses associées au consentement à payer aboutissent à une valeur nulle : ainsi, 62% des consommateurs résidentiels interrogés et 88% des professionnels considèrent ne pas à avoir à augmenter leur facture pour obtenir une garantie supplémentaire sur leur sécurité d'approvisionnement électrique. Quant aux réponses au sondage sur le consentement à accepter, celles-ci peuvent porter sur des montants sans rapport avec le préjudice subi.

Les coûts directs sont ceux dont l'évaluation par les sondés présente le moins de biais car ils sont plus concrets et moins sujets à interprétation par les sondés.

⁸ Les réponses incomplètes, aberrantes, de protestation ou encore incohérentes ont été éliminées de l'échantillon brut des réponses par le CEREN selon des règles standard classiquement utilisées dans les analyses de sondages.

La méthodologie définie par l'ACER n'impose pas au GRT le choix du type d'évaluation à retenir entre consentements à payer, coûts directs et consentements à accepter. Pour l'évaluation de la présente étude, ce sont donc les réponses concernant ces estimations de coûts directs qui ont été retenues. Les évaluations de la VOLL sur la base des consentements à payer et des consentements à accepter sont néanmoins fournies pour information.

2.2. La valeur de l'énergie non distribuée à retenir dans le calcul du critère de sécurité d'approvisionnement est estimée à 33 k€/MWh

Lorsqu'il n'est plus possible d'assurer l'équilibre offre-demande, après avoir activé les moyens post marché⁹, RTE doit engager une démarche de dernier recours qui consiste à délester volontairement une partie de la consommation. Le délestage permet, en acceptant de mettre hors tension volontairement et de manière contrôlée une partie de la consommation, d'éviter des coupures beaucoup plus profondes, voire un *black-out*. Le plan de délestage défini par RTE repose sur un délestage tournant de 2h de consommateurs raccordés sur le réseau de distribution. En fonction des situations d'exploitation, le risque de recours au délestage peut donner lieu à une communication préalable de RTE dès la veille, entre 18h et 20h.

Les risques de déséquilibre offre-demande sont étudiés par RTE dans le cadre de l'élaboration de ses Bilan prévisionnel. Du fait de la forte thermosensibilité de la consommation électrique, les principaux risques de défaillance interviennent en hiver, lors des périodes de grand froid, et en particulier lors des pointes du matin ou du soir du fait du profil journalier de la consommation.

En cohérence avec la méthodologie définie par l'ACER, les réponses retenues pour l'estimation de la valeur de l'énergie non distribuée devant être intégrée au calcul du critère de sécurité d'approvisionnement sont celles qui sont associées aux situations les plus représentatives possibles des situations de délestage. Plus précisément, il s'agit des réponses des sondés associées à des situations de coupure (i) en hiver et lors des pointes journalières de consommation (en cohérence avec le profil des situations de défaillance observées dans les derniers Bilans prévisionnels), et (ii) de durée de 1h et de 6h, réponses interpolées pour obtenir une estimation du préjudice pour une coupure de 2h (en cohérence avec le plan de délestage en vigueur).

L'estimation des VOLL sectorielles fournit des résultats contrastés, avec un ratio supérieur à deux entre la VOLL sectorielle du secteur de l'industrie et la VOLL du secteur du tertiaire. Des analyses complémentaires seraient nécessaires, au-delà du sondage et du calcul de la VOLL, pour comprendre précisément les déterminants techniques, organisationnels et sociétaux de ces écarts de valeur entre secteurs. Toutefois, l'aptitude à pouvoir reporter une activité est vraisemblablement essentielle pour les secteurs présentant les VOLL les plus faibles.

⁹ Les « leviers post marché » représentent une série d'actions qui peuvent être mises en œuvre par RTE lorsque les mécanismes de marché ne permettent plus d'assurer l'équilibre offre-demande : le recours à des contrats de secours auprès des autres gestionnaires de réseaux européens, l'interruption de grands sites industriels rémunérés à cet effet ou encore la réduction de la tension sur les réseaux de distribution.

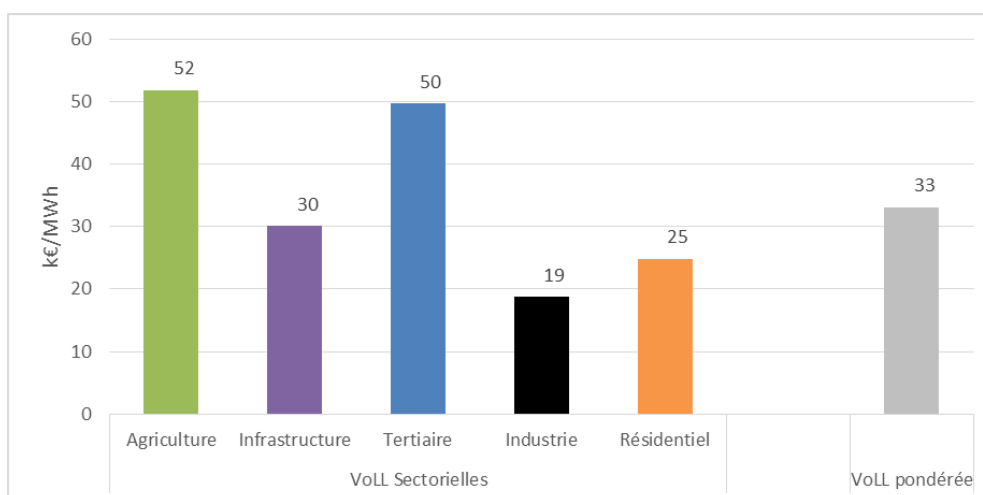


Figure 3: « VOLL sectorielles » et VOLL du système électrique

La VOLL est la moyenne des VOLL sectorielles, pondérées par le poids de chaque secteur dans la consommation électrique annuelle sur le réseau public de distribution¹⁰. Le poids de ces différents secteurs dans la consommation sur le réseau de distribution est hétérogène, avec les secteurs résidentiels et tertiaires qui représentent de l'ordre de 80% de la demande.

Le calcul de la VOLL, réalisé sur la base de la moyenne pondérée des VOLL sectorielles, conduit finalement à une VOLL de 33 k€/MWh.

Comme précisé précédemment, les réponses aux sondages basées sur les « consentements à payer » et « consentement à accepter » n'ont pas été retenues pour le calcul de la VOLL compte tenu de leur faiblesse statistique et leurs incohérences. Utiliser ces valeurs aurait conduit respectivement à des VOLL de 9 k€/MWh et 46 k€/MWh¹¹.

2.3. La VOLL est estimée avec une plage d'incertitude de l'ordre de +/-20%, mais est robuste au paramétrage sur la durée et la période des coupures

L'analyse des résultats du sondage permet de tirer deux constats.

Le premier est qu'il existe une dispersion assez sensible des réponses, dispersion des réponses qui peut être caractérisée par une plage d'incertitude de la VOLL. Estimée par une méthode statistique de ré-échantillonnage des données (consistant à faire des tirages au sort – avec remise – sur les résultats du sondage), la plage d'incertitude avec un intervalle de confiance à 95% est de l'ordre de +/- 20%.

Le second constat porte sur la stabilité du calcul de la valeur de l'énergie non distribuée au paramétrage. Ainsi, les variantes sur le calcul de la VOLL basées sur des typologies de coupure

¹⁰ Une estimation plus précise de la VOLL aurait pu être obtenue en réalisant une pondération basée sur le poids de ces différents secteurs dans la consommation du RPD lors des situations de déséquilibre offre-demande. Mais les données nécessaires pour ce type de calcul ne sont pas disponibles.

¹¹ A titre d'illustration, dans son étude de mise à jour du critère de sécurité d'approvisionnement, TERNA a privilégié la moyenne entre consentements à payer et consentements à accepter ("Proposta in merito allo standard di adeguatezza del sistema elettrico italiano", 2021). Appliquer ce même raisonnement pour le système électrique français conduirait à une VOLL de 27,5 k€/MWh, soit une valeur relativement proche des 33 k€/MWh retenus.

différentes (durées de coupure différentes de celles du plan de délestage en vigueur soit par exemple 1h ou 6h au lieu de 2h, délestages hors périodes de pointe ou hors périodes hivernales...) ne changent pas significativement le résultat sur l'estimation de la VOLL.

Ces résultats traduisent donc un bon niveau de robustesse de l'estimation de la VOLL.

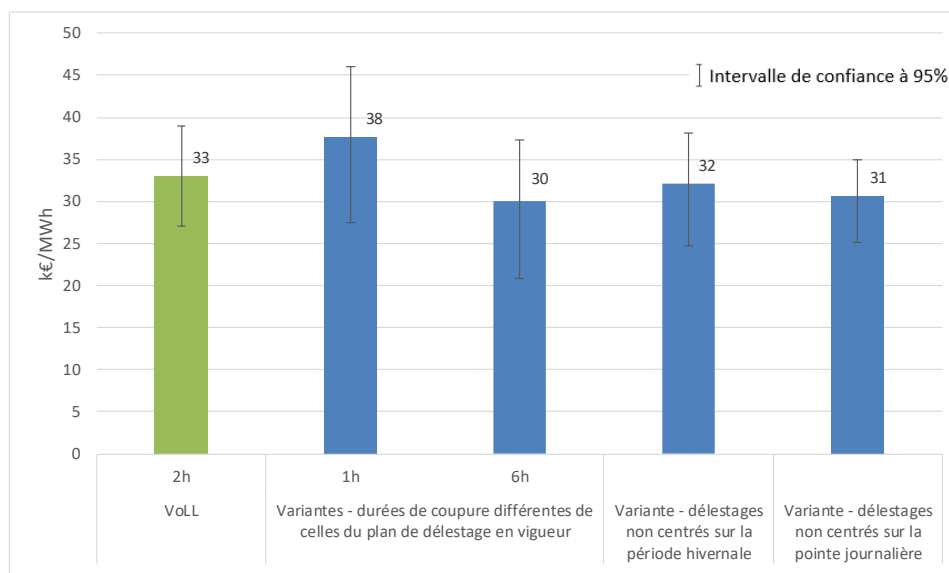


Figure 4 : VOLL estimée sous différentes variantes

2.4. La notion de prévenance préalable à un délestage a un impact significatif sur le préjudice des coupures évalué par les consommateurs

La VOLL est estimée par RTE en prenant en compte les caractéristiques des situations de délestage en cas de déséquilibre offre-demande, et notamment le fait que certaines situations peuvent conduire à une information préalable des consommateurs (information fournie potentiellement la veille par RTE).

Cette notion de prévenance est un point clé de l'estimation de la VOLL. En effet, le préjudice estimé par les consommateurs est très différent selon qu'il y ait ou pas prévenance. Dans un système excluant toute prévenance, la VOLL serait estimée à 41 k€/MWh. Avec prévenance systématique, cette même VOLL serait réduite à 25 k€/MWh.

La garantie de prévenance pour des situations de délestage ne peut néanmoins être donnée, et faute de REX disponible sur une telle thématique, l'option retenue pour le calcul de la VOLL a été de considérer que la possibilité d'une prévenance préalable est de 50%. Ainsi, la VOLL retenue pour la fixation du critère de sécurité d'approvisionnement correspond à la moyenne entre l'estimation de la « VOLL avec prévenance » et celle de la « VOLL sans prévenance ».

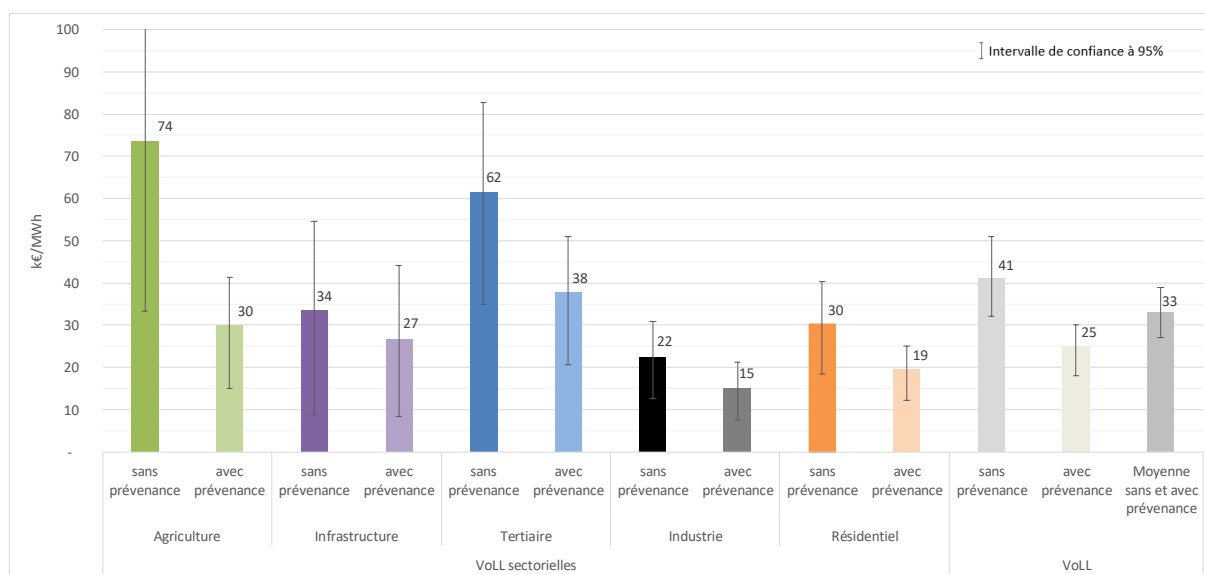


Figure 5: VOLL sectorielles, avec et sans prévenance

2.5. L'évolution de la VOLL depuis 2011 est cohérente avec les évolutions méthodologiques et l'inflation

RTE intègre d'ores et déjà la valeur pour la collectivité de l'énergie non distribuée dans ses choix d'investissement. Cette valeur est ainsi une image à la fois de la qualité de l'électricité souhaitée et de son « juste prix ». Une valeur pour la société trop élevée entraînerait en effet des investissements dans les infrastructures très importants par rapport à la valeur qu'ils engendrent pour la collectivité, se traduisant à terme par des hausses de tarif. À l'inverse, une valeur trop basse inciterait à sous-investir, au risque d'une dégradation de la qualité.

La dernière estimation de la VOLL effectuée par RTE datait d'une étude menée 2011. Depuis cette étude, la valeur retenue par RTE était d'environ 20 k€/MWh, comme la moyenne entre la VOLL avec et sans prévenance. Plusieurs raisons peuvent expliquer la progression de la VOLL de 20 à 33 k€/MWh.

En premier lieu, l'inflation est un effet haussier permettant d'expliquer la réévaluation de la VOLL entre 2011 et aujourd'hui. De l'ordre d'un peu plus de 12% au total sur la période, l'inflation conduit mécaniquement à une progression de la VOLL de 2 à 3 k€/MWh par rapport à 2011.

En second lieu, les périmètres d'étude sont différents. La nouvelle estimation de la VOLL repose sur les réponses des seuls clients potentiellement coupés lors des périodes de délestage alors que l'estimation de la VOLL publiée en 2011 intégrait un panel plus large, y compris des réponses de clients raccordés au réseau de transport, clients dans la pratique non concernés par le plan de délestage. Cette évolution méthodologique conduit à un effet haussier estimé de l'ordre de 3 k€/MWh.

Enfin, l'estimation de 2011 était effectuée sous l'angle du seul préjudice économique, alors que la nouvelle estimation prend désormais en compte le préjudice socio-économique¹². L'effet haussier de ce changement méthodologique est plus complexe à chiffrer (le coût sociétal, et notamment la perte de confort, est par nature complexe à chiffrer, notamment compte tenu de la faible qualité des réponses pour le consentement à accepter). La prise en compte du préjudice socio-économique à la place du seul préjudice économique semble néanmoins porter l'essentiel de l'évolution du niveau de la VOLL.

3. La valeur du coût du nouvel entrant (CONE) est fixée par la filière effacements

3.1. Le périmètre des technologies candidates pour assurer le bouclage de la sécurité d'approvisionnement a été redéfini par la PPE en 2019 et par le Règlement Electricité

Les études de sécurité d'approvisionnement du Bilan prévisionnel publié par RTE permettent d'identifier les éventuelles insuffisances de marge sur un horizon de court - moyen terme.

En cas de déséquilibre offre-demande identifié, le « CONE » représente le coût annualisé de mise en service de la capacité marginale la plus compétitive susceptible d'être utilisée pour assurer le respect du critère de sécurité d'approvisionnement.

Conformément à la méthodologie définie par l'ACER dans sa décision n°23/2020 précitée, le calcul du CONE implique l'identification des technologies candidates à l'entrée dans le système électrique, ces dernières devant, pour être éligibles :

- être une technologie standard, pour laquelle des informations fiables et génériques existent sur les coûts, et pour laquelle aucune contrainte technique importante n'a été identifiée ;
- constituer une technologie existante, en cours de développement ou en projet et sans restriction réglementaire associée.

Compte tenu de l'interdiction de mise en service de nouveaux moyens de production exclusive d'électricité à partir de combustibles fossiles prévue par le décret n°2020-456 du 21 avril 2020 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie, et du plafond de capacité nucléaire installée à la capacité de 63,2 GW instauré par la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte, les technologies thermiques fossiles et nucléaire ne sont pas considérées comme des technologies éligibles pour le calcul du CONE sur l'horizon considéré. La PPE envisage par ailleurs un développement de stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) pour un potentiel de 1,5 GW mais l'horizon envisagé de mise en service de ces installations (entre 2030 et 2035) excède largement celui considéré pour la définition du critère de sécurité d'approvisionnement.

¹² La prise en compte du coût sociétal est une demande explicite de la méthodologie de l'ACER. Le coût sociétal comprend, pour les entreprises, les coûts liés aux pertes de temps de personnes non liées à l'entreprise (clients, élèves...) ainsi que la part du coût de main d'œuvre non intégrée dans l'évaluation globale des dommages par les entreprises. Pour les ménages, le coût sociétal correspond à la valorisation des pertes de temps ainsi qu'à la valorisation des pertes de confort.

En France, les technologies éligibles pour définir la valeur du CONE sur l'horizon considéré sont par conséquent essentiellement les autres technologies de stockage (batteries électrochimiques), les énergies renouvelables (solaire photovoltaïque au sol, éolien terrestre, éolien en mer, bioénergies) et les effacements (essentiellement industriels et résidentiels).

3.2. Les hypothèses techniques et financières associées aux technologies candidates sont cohérentes avec les dernières publications de RTE

Le calcul du CONE dépend des hypothèses technico-économiques de chacune des filières, notamment le gisement et le coût de mobilisation pour la filière effacements, les coûts d'investissement, les coûts fixes d'opération et de maintenance et la durée de vie pour les moyens de production et de stockage. Les hypothèses associées aux différentes filières retenues ici sont cohérentes avec celles de l'étude *Futurs énergétiques 2050* publiée au mois d'octobre 2021. Plus précisément, les hypothèses associées aux effacements ont été analysées dans l'étude *Réseaux électriques intelligents* publiée en 2017¹³ et sa concertation et plus récemment dans le cadre du GT7¹⁴ de l'étude *Futurs énergétiques 2050*, et celles associées aux moyens de production dans le GT9¹⁵ de cette même étude.

Le coût du capital retenu (WACC) constitue également un paramètre important pour le calcul du CONE. Dans le cas d'infrastructures à durées de vie longues (comme les parcs éoliens et photovoltaïques ou même les batteries), le coût du capital joue ainsi un rôle structurant dans l'annualisation des coûts d'investissement.

Dans la présente étude, l'analyse est présentée pour deux hypothèses de WACC identiques pour les différentes technologies :

- une hypothèse à 7% comme borne haute cohérente avec des conditions de marché actuelles d'actifs de pointe (et donc particulièrement risqués) ;
- des sensibilités à 4% et 9% ont été également retenues afin de tester la robustesse du CONE à l'hypothèse du WACC respectivement dans un cas plus favorable (existence de mécanismes de soutien, financement public...) et dans un cas particulièrement défavorable (pure rémunération de marché, actifs perçus comme particulièrement risqués, faible disponibilité des capitaux)¹⁶.

Enfin, le calcul du CONE prend en compte la contribution réelle de chaque filière de production et d'effacement à la sécurité d'approvisionnement. La contribution des différentes filières (assimilée au

¹³ [Réseaux électriques intelligents 2017 - rapport complet.pdf \(rte-france.com\)](#)

¹⁴ [2020-10-15 GT7-Flex-Gisements-flexibilite-demande-electrique-vlight.pdf \(concerte.fr\)](#)

¹⁵ [2020-06-30 GT-couts-n2 Projections-couts-EnR-nucleaire-LQ.pdf \(concerte.fr\)](#)

¹⁶ L'étude des Futurs énergétiques 2050 a récemment considéré une plage de WACC de 1 à 7%. Elle s'entend sur le temps long de l'étude sans préjuger des mécanismes de couverture du risque dont pourraient bénéficier les différentes filières et non sur le futur proche considéré par le présent document.

« *de-rating factor* » dans la méthodologie définie par l'ACER) est celle retenue pour le mécanisme de capacité.

3.3. Le calcul du CONE est réalisé sur l'horizon 2022 - 2024

Le besoin de nouvelles capacités est estimé à partir des marges du système électrique évaluées par le Bilan prévisionnel 2021¹⁷. Le diagnostic de sécurité d'approvisionnement posé par le Bilan prévisionnel et reproduit dans le graphique ci-dessous révèle que le système électrique traversera deux périodes distinctes : une première jusqu'en 2024 où le système connaîtra des marges négatives, et une seconde à compter de 2025 sur laquelle le système doit retrouver des marges positives par rapport au critère actuel, sous un certain nombre de conditions.

Le Bilan prévisionnel 2021 a également fait état de leviers permettant l'amélioration des marges, mais également de l'incertitude sur un grand nombre de paramètres pouvant conduire à les dégrader (dégradation de la disponibilité du parc nucléaire, retard sur les projets de raccordements de parcs éoliens en mer ou de l'EPR, trajectoire haute de consommation – développement limité de l'efficacité énergétique et forte croissance économique). Aussi, les marges ont été représentées sur la base d'une trajectoire de référence, associée à un cône illustrant l'effet sur les marges des principaux leviers et incertitudes.

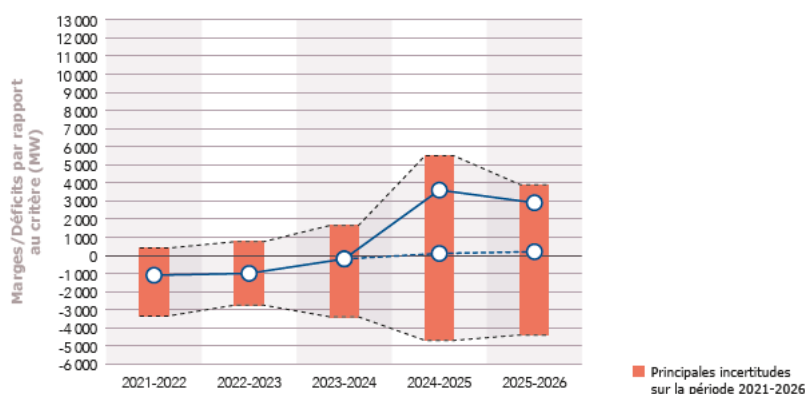


Figure 6: Evolution des marges sur l'horizon 2021-2025 publiée dans le Bilan prévisionnel 2021

Il convient de noter que de nouvelles incertitudes importantes sur les hypothèses du diagnostic de sécurité d'approvisionnement sont apparues depuis la publication de ce Bilan prévisionnel. D'une part, les contrôles en cours sur plusieurs tranches du parc nucléaire suite à des problèmes de corrosion sous contrainte identifiés sont susceptibles d'affecter les hypothèses de disponibilité des réacteurs nucléaires sur les prochains hivers. D'autre part, la guerre menée par la Russie en Ukraine et les incertitudes sur l'approvisionnement en gaz depuis la Russie pourraient avoir des conséquences sur l'ensemble du système énergétique et notamment sur le fonctionnement des centrales au gaz en France et en Europe ou encore sur les politiques publiques en matière d'évolution du mix électrique (accélération des énergies renouvelables, maintien des centrales au charbon...). L'impact des mesures qui pourraient être retenues pour faire face à un risque de rupture de l'approvisionnement en gaz russe reste toutefois très incertain.

¹⁷ [Bilan prévisionnel 2021.pdf \(rte-france.com\)](#)

Dans ce contexte, en l'attente d'informations consolidées sur les conséquences de la crise énergétique actuelle et sur la disponibilité du nucléaire pour les hivers prochains, et conformément à la méthodologie de l'ACER, les hypothèses de marges retenues pour l'estimation du CONE restent celles de la dernière étude d'adéquation publiée dans le Bilan prévisionnel 2021-2030. Par ailleurs, en accord avec les services de la DGEC, le principe retenu a été de calculer le CONE sur le début d'horizon dont le diagnostic de sécurité d'approvisionnement présente moins d'incertitudes. Le CONE pour les années suivantes pourra être revu ultérieurement si l'évaluation des marges de sécurité d'approvisionnement change significativement au-delà de cet horizon.

3.4. Le CONE est estimé à 60 k€/MW/an

Les effacements pris en compte dans les études d'équilibre offre-demande du Bilan prévisionnel 2021 sont de l'ordre de 3,6 GW pour l'année 2022. Au-delà de ces effacements d'ores et déjà pris en compte, le gisement supplémentaire identifié lors des différents travaux sur le sujet est de l'ordre de 1,4 GW accessible à un prix de 60 k€/MW et de 1,1 GW accessible à un prix de 100 k€/MW en 2022, avec une légère progression sur l'horizon 2022-2024.

Il est à noter que ces valeurs sont cohérentes avec les résultats de l'appel d'offre effacements lancé par RTE à l'automne 2021 pour l'année 2022 avec un prix plafond de 60 k€/MW/an. Cet appel d'offres a permis de retenir, avec un prix de clearing de 59,6 k€/MW/an un volume significatif de nouveaux effacements, de l'ordre de 300 MW de certificats de capacité. Ce résultat, en progression par rapport au résultat de l'appel d'offres de 2020 pour 2021 qui avait fait émerger près de 200 MW), conforte l'existence d'un gisement d'effacements accessible à ce niveau de prix et de la faculté à les mobiliser pour assurer la sécurité d'approvisionnement.

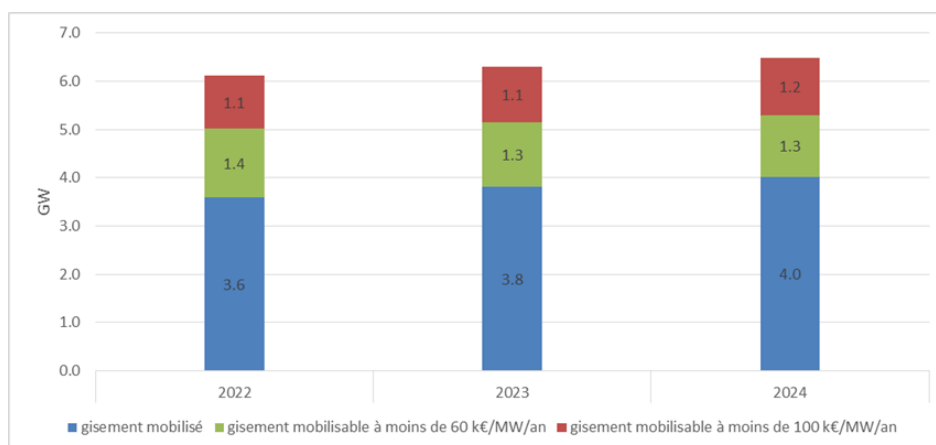


Figure 7: Évolution du gisement d'effacements mesurés en certificats de capacité, et coûts de mobilisation¹⁸

¹⁸ Le gisement mobilisé sur les trois années de l'horizon considéré intègre les effacements existant en 2020 (3,3 GW) et les hypothèses de développement supplémentaire des effacements retenues dans le Bilan prévisionnel 2021 (respectivement 300 MW, 500 MW et 700 MW sur les 3 années considérées ici). Ces hypothèses retenues pour le développement de l'effacement réduisent d'autant le gisement mobilisable affiché.

Les coûts annualisés des autres filières candidates (stockage, énergies renouvelables), pondérés par leur contribution à la sécurité d’approvisionnement et estimés sur la base de la méthodologie de l’ACER, atteignent des niveaux très contrastés. Dans toutes les variantes considérées (variantes sur le prix, variantes sur le WACC), ceux-ci dépassent les coûts annualisés associés aux effacements : ces coûts annualisés s’échelonnent entre 120 k€/kW/an pour les batteries et 1230 k€/kW/an pour la filière photovoltaïque pour l’hypothèse basse sur le WACC.

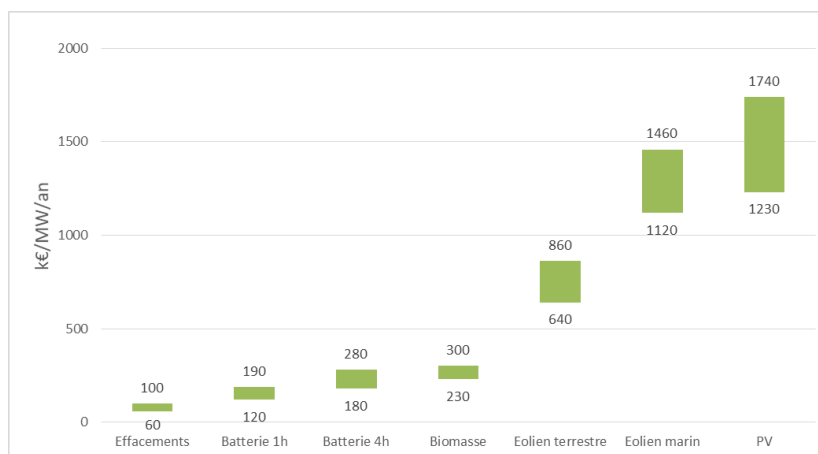


Figure 8: Coûts annualisés de mise en service des filières, pondérés par la contribution à la sécurité d’approvisionnement, estimés sur la base de la méthodologie de l’ACER¹⁹

La technologie la plus compétitive économiquement pour assurer sur les prochaines années le respect du critère de sécurité d’approvisionnement est la filière effacements. La mobilisation d’une partie du gisement disponible à 60 k€/MW/an est en théorie suffisante pour assurer la sécurité d’approvisionnement, sans devoir mobiliser des moyens dont les coûts annualisés de mise en service, pondérés par leur contribution à la sécurité d’approvisionnement, sont plus onéreux (effacements à 100 k€/MW/an, batteries de 1h, ...). **La valeur obtenue pour le CONE est donc finalement de 60 k€/MW/an.**

Le même raisonnement a ainsi conduit RTE à proposer à la CRE, après consultation des acteurs, de retenir une valeur identique pour la fixation du prix administré pour les années de livraison 2023 et 2024 du mécanisme de capacité. Comme évoqué précédemment, cette valeur a récemment reçu l’approbation de la CRE.

Lors de la mise en consultation de la note proposant cette valeur de prix administré, RTE n’a recensé aucun acteur défavorable à la proposition de retenir un CONE de 60 k€/MW/an. Les contributions reçues (et publiées sur le site de RTE, pour les parties non-confidentielles), ont principalement porté sur des remarques et suggestions incompatibles avec la méthodologie de l’ACER : calage du prix plafond sur le prix plafond le plus élevé des mécanismes de capacité européens, calage du prix plafond sur le CONE d’une centrale au gaz, etc. Afin d’améliorer encore la transparence de ses choix méthodologiques et des résultats présentés en concertation, RTE a publié sur son site un fichier compilant les réponses détaillées apportées par RTE à chaque contribution reçue lors de cette

¹⁹ Pour les effacements, les bornes hautes et basses sont fonction de la profondeur du gisement, tandis que pour les autres technologies considérées, il s’agit de différentes hypothèses de coût moyen pondéré du capital. Ces valeurs sont des CONE brutes alors que celles publiés pour le calcul du prix plafond et sur laquelle porte la délibération de la CRE n°2021-371 du 16 décembre 2021 sont des CONE nets.

consultation, y compris concernant la valeur de CONE retenue. Les éléments fournis dans le présent rapport viennent par ailleurs compléter ceux exposés dans la note mise en consultation.

4. La mise à jour du calcul du critère de sécurité selon le nouveau cadre réglementaire européen conforte le niveau actuel

4.1. La valeur du critère théorique de délestage issue de l'application de la nouvelle méthodologie européenne est évaluée à 2h par an en espérance, soit le même niveau qu'actuellement

Le critère théorique de sécurité d'approvisionnement (Reliability standard, RS), est défini comme le ratio entre le CONE (évalué à 60 k€/MW/an) et la VOLL (estimée à 33 k€/MWh). La logique sous-jacente correspond à fixer le critère à un niveau d'équilibre entre les coûts associés au maintien de la sécurité d'approvisionnement (i.e. le CONE) et la valeur créée pour la collectivité (i.e. la valeur des coupures évitées définie par la VOLL).

Arrondi à la demi-heure, le critère théorique de sécurité d'approvisionnement calculé par RTE, sur la base de la méthodologie définie par l'ACER, est par conséquent de 2h de délestage par an en espérance. Ce niveau est équivalent au critère de délestage actuel²⁰. Cette valeur correspond à un haut niveau de sécurité d'approvisionnement en comparaison des critères existants actuellement dans les autres pays européens²¹ : en effet, de nombreux Etats ont fixé le niveau cible de sécurité d'approvisionnement à une durée moyenne de délestage de 3h par an (Royaume-Uni, Pologne, Belgique) voire à des niveaux supérieurs (4h par an aux Pays-Bas, 5h au Portugal, 8h en Irlande). Néanmoins, plusieurs de ces pays ont en pratique un niveau de sécurité d'approvisionnement supérieur à ces standards, et ne sont donc pas confrontés en pratique aux conséquences qu'ils emportent (notamment celle de multiplier le nombre de situations d'alertes sur le système chaque hiver).

Il convient par ailleurs de noter que cette valeur résulte de la stricte application de la méthodologie définie par l'ACER et se fonde ainsi essentiellement sur une approche socio-économique de l'évaluation du « bon » niveau de sécurité d'approvisionnement. Or, d'autres considérations de nature politique ou encore des analyses fondées sur la question de la résilience du système électrique pourraient également intervenir dans la définition du critère de sécurité d'approvisionnement.

Les débats sur la sécurité d'approvisionnement électrique témoignent en effet régulièrement d'une incompréhension du grand public sur la forme et le niveau du critère et la logique de l'approche probabiliste. La notion même de « défaillance » et de risque de recours au délestage est parfois perçue comme un échec du système mis en place (alors qu'elle résulte au contraire d'un bon dimensionnement sur le plan socio-économique). A titre d'exemple, de nombreuses contributions reçues dans le cadre de la consultation publique sur les *Futurs énergétiques 2050*, ont mis en évidence le souhait d'un certain nombre de parties prenantes et de citoyens de dimensionner le système

²⁰ Il est également remarquable que la notion de prévenance préalable à un délestage, bien qu'ayant un impact significatif sur la VoLL n'induit une variation du critère de sécurité d'approvisionnement de plus ou moins 30 minutes.

²¹ Les valeurs mentionnées ont été calculées avant la publication de la méthodologie de l'ACER. Elles sont susceptibles d'être mises à jour dans les prochains en application des nouvelles règles européennes.

électrique afin que celui-ci soit résilient à un plus grand nombre d'aléas (vague de froid intense combinée à un vent faible, anomalie générique sur le parc nucléaire...). Dans ses dernières publications, RTE a par conséquent complété l'analyse de sécurité d'approvisionnement probabiliste par une analyse de stress-tests visant à évaluer la résilience du système électrique à des événements extrêmes, certes peu probables mais dont les conséquences pourraient être importantes.

Ces travaux seront complétés et approfondis dans les prochains mois afin de prendre en compte les évolutions du mix électrique au-delà des prochaines années ou encore afin d'assurer l'acceptabilité et la compatibilité du niveau de sécurité d'approvisionnement fixé par rapport aux exigences en matière de résilience du système (voir partie 7 ci-après).

4.2. Le critère de défaillance ne nécessite pas d'être modifié pour les prochaines années

Comme mentionné dans la section 1.3, le critère de défaillance en France se déduit du critère de délestage en prenant en compte les moyens post-marché pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande en cas de problème de sécurité d'approvisionnement. Si l'analyse économique présentée ci-dessus en s'appuyant sur les exigences du nouveau cadre européen montre que le critère de délestage reste de 2h par an en espérance, il convient de s'assurer que le critère de défaillance « équivalent » peut également rester inchangé.

Les différents moyens post-marché pouvant être activés par RTE préalablement à un délestage ciblé revêtent des caractéristiques très hétérogènes. L'effet de certains de ces leviers peut être plus facilement évalué :

- la réduction de la tension sur les réseaux de distribution (« -5 % Un ») se traduit par une baisse de la puissance appelée de l'ordre de 4 %, mais son application se limite à quelques heures consécutives. L'effet de cette mesure est peu perceptible par les consommateurs résidentiels ;
- l'interruptibilité contractualisée auprès des gros consommateurs permet une réduction du déséquilibre offre-demande, mais sur une durée limitée. Ces contrats représentent aujourd'hui une puissance effaçable de l'ordre de 1100 MW. L'efficacité de ce levier est avérée comme l'a montré l'activation de l'interruptibilité au cours du mois de janvier 2019. Il convient toutefois de préciser que cette activation a fait suite à un besoin d'équilibrage court terme du système électrique (stabilisation de la fréquence sur un délai de quelques secondes), et non au passage d'une pointe de consommation.

D'autres leviers possèdent des effets plus incertains :

- l'effet de l'appel aux gestes citoyens pourrait être significatif mais son ampleur reste difficile à anticiper ;
- de même, les marges dégagées par la sollicitation exceptionnelle des gestionnaires de réseau voisins (via des « contrats de secours ») sont incertaines. En effet, en situation de pénurie en France, les interconnexions peuvent être déjà saturées en import par les échanges résultant du fonctionnement normal du marché de l'électricité ou encore les pays voisins peuvent être aussi en situation de pénurie. Dans ces deux cas, il n'est ainsi pas possible de dégager des marges de capacité supplémentaire en sollicitant les contrats de secours européens.

Dans l'ensemble, les moyens post marché permettent de résorber de l'ordre de 25 à 35 % des situations de défaillance en amont du délestage ciblé. L'activation de ces moyens permet de réduire

essentiellement les déséquilibres de courte durée : ainsi, la moitié des situations de défaillance de moins de trois heures sont résorbées par les leviers post marché. Cette analyse confirme que la mise en œuvre de ces moyens permet le passage de pointes de consommation élevées, mais n'a pas vocation à remédier aux déséquilibres entre l'offre de production et la demande sur de longues durées : parmi les situations de défaillance de plus de trois heures, seulement une sur dix est résolue par l'activation de ces leviers.

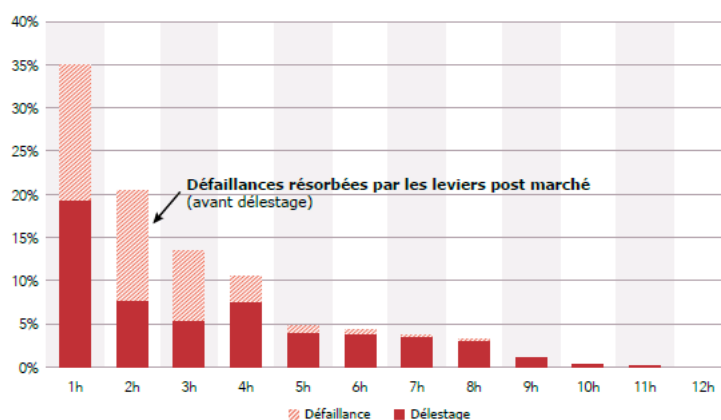


Figure 9 : Mise en évidence, parmi les situations de défaillance et en fonction de leur durée, des défaillances pouvant être résorbées par les moyens post marché (hiver 2022-2023 analysé dans le Bilan prévisionnel 2019)

Vis-à-vis du dimensionnement du système électrique et compte tenu des moyens post marché actuels, il y a équivalence entre respecter « 2h de délestage par an en espérance » et « 3h de défaillance par an en espérance ». La baisse récente du volume de clients interruptibles (1100 MW contre 1500 MW en 2019) a conduit à réduire l'apport des moyens post marché, mais l'impact de cette baisse reste limité et ne conduit pas à remettre en cause l'équivalence entre le critère de délestage dimensionné à 2h et le critère de défaillance dimensionné à 3h.

Sur ces bases, RTE propose de ne pas apporter de modification au critère de sécurité actuellement en vigueur pour les prochaines années.

5. Des études pour la mise à jour du critère de sécurité d’approvisionnement ont commencé à être publiées par d’autres Etats membres de l’Union européenne

En cohérence avec le « Règlement Électricité », les Etats membres ont commencé à publier les valeurs permettant de fixer leur critère de sécurité d’approvisionnement. A ce jour, seuls l’Italie et la Belgique ont publié leurs études.

5.1. Les estimations pour l’Italie sont très proches de celles retenues pour la France

En Italie, un rapport portant sur l’évaluation du critère de sécurité d’approvisionnement, en conformité avec les exigences de la méthodologie de l’ACER, a été publié par Terna²².

La VoLL s’établit à un niveau de 28 k€/MWh, soit à un niveau proche de celui estimé par la présente étude pour la France.

Le CONE est établi sur la base du coût des turbines à combustion gaz, technologie retenue comme nouvel entrant pour le bouclage de l’équilibre offre-demande. Le calcul aboutit à une estimation du CONE entre 55 et 60 k€/MW/an, soit une valeur proche de celle estimée pour la France dans ce présent rapport, bien que la technologie de référence considérée soit différente.

Le critère de sécurité d’approvisionnement associé est de 2h de délestage, équivalent à celui estimé pour la France.

5.2. L’approche retenue par la Belgique diffère en partie de celle retenue pour la France, mais les résultats restent proches

En Belgique, la Commission de Régulation de l’Electricité et du Gaz belge (CREG) a adressé au Ministre belge en charge de l’énergie en mai 2021²³ une proposition de critère de sécurité d’approvisionnement pour la Belgique de 2h43.

Par la suite, dans un avis (non-public) du 2 juin 2021 relatif à la proposition de la CREG, la Direction générale de l’énergie du SPF Economie a recommandé d’arrondir le critère à 3 heures afin d’assurer la cohérence avec les précédentes études d’adéquation des ressources nationales et européennes et de se conformer à la pratique courante dans les pays voisins d’exprimer leur critère en heures rondes.

Un arrêté royal en date du 31 août 2021²⁴ relatif à la détermination du critère a ensuite confirmé cette valeur de 3 heures pour le critère et, par extension, les valeurs de VOLL et de CONE qui le sous-tendent.

La VoLL pour la Belgique (16,033 k€/MWh) est plus basse que celle estimée pour la France et l’Italie. L’estimation de la VOLL est fondée sur une analyse macroéconomique, et non pas sur des sondages.

²² TERNA, "Proposta in merito allo standard di adeguatezza del sistema elettrico italiano", 2021

²³ CREG, « Proposition de norme de fiabilité pour le territoire belge ». En application de l’article 7undecies, §7, deuxième alinéa de la loi du 29 avril 1999 relative à l’organisation du marché de l’électricité, 2021

²⁴ <http://www.ejustice.just.fgov.be/eli/arrete/2021/08/31/2021021813/justel>

Or, les estimations de coûts de l'énergie non distribuée fondée sur les analyses macroéconomiques ont tendance à sous-estimer le coût de l'énergie non distribuée car elle rapporte le volume d'électricité consommée à des agrégats macroéconomiques (produit intérieur brut ou valeur ajoutée) qui dépendent aussi de bien d'autres éléments (d'autres énergies, les ressources nécessaires, la main d'œuvre et ses compétences, les investissements matériels et immatériels...).

Les effacements sont retenus comme la technologie de nouvel entrant de référence, en particulier car une partie du gisement est moins coûteux que les turbines à combustion à gaz ; la valeur du CONE associée est de 45 k€/MW/an.

Dans le cadre de l'approbation de son récent mécanisme de capacité, la Belgique s'est également engagée à publier une estimation de la VOLL selon une méthode par sondages, à la mettre à jour en conséquence et, si nécessaire, à fixer un nouveau critère de sécurité d'approvisionnement avant le mois de septembre 2022.

6. Des travaux qui devront être poursuivis au cours des prochaines années

L'actualisation du calcul des paramètres associés au critère de sécurité d'approvisionnement selon la méthodologie définie par l'ACER permet aujourd'hui de disposer d'une méthode transparente de définition du critère public de sécurité d'approvisionnement. Conformément au décret n° 2021-1781 du 23 décembre 2021 relatif au critère de sécurité d'approvisionnement électrique, ces estimations sont notifiées à la CRE et au ministre en charge de l'énergie. Sur la base de cette analyse, la CRE devra proposer une valeur du critère de sécurité d'approvisionnement pour la France métropolitaine continentale dans un délai de deux mois. Le critère sera ensuite fixé par un arrêté du ministre chargé de l'énergie, tenant compte des propositions formulées par la CRE.

Au-delà de cette mise à jour technique des paramètres de la sécurité d'approvisionnement, les travaux sur la définition du critère cible pour le dimensionnement du système électrique devront être poursuivis, en lien avec les analyses sur l'évolution du secteur. En effet, comme mentionné précédemment, une approche purement économique pour le calcul du critère de sécurité d'approvisionnement présente certaines limites, régulièrement mises en évidence dans les analyses prospectives de RTE et dans les débats sur le dimensionnement du système électrique.

D'une part, sur le plan de la méthodologie économique, la méthode de définition du critère de sécurité d'approvisionnement définie par l'ACER repose aujourd'hui sur une hypothèse implicite de système non interconnecté, s'agissant de l'énergie non distribuée évitée par de nouvelles capacités, qui ne correspond pas à la réalité technique du système. Dans la méthodologie de l'ACER, les coûts des capacités développées dans un Etat sont ainsi mis en regard des seuls bénéfices en matière de coupures évitées dans le même Etat pour définir le critère cible. Or, les capacités développées en Europe sont en partie mutualisées entre les différents Etats membres via l'interconnexion du système électrique européen (dans les limites des capacités de transit des lignes) et peuvent ainsi contribuer à la sécurité d'approvisionnement des différents Etats interconnectés. La prise en compte des effets de mutualisation des capacités pourrait conduire à terme à une évaluation plus stricte du niveau cible de sécurité d'approvisionnement.

D'autre part, sur le plan de l'analyse de risque, la définition du critère de sécurité d'approvisionnement doit tenir compte de l'évolution du contexte énergétique et des attentes de la collectivité.

En particulier, l'intégration massive d'énergies renouvelables conduit à des questions récurrentes sur la résilience du système électrique lors de situations extrêmes, notamment lors d'épisodes sans vent. Par ailleurs, la résilience du système électrique à des anomalies génériques sur le parc nucléaire, qui conduiraient à l'arrêt simultané de plusieurs réacteurs, est aussi régulièrement évoquée dans le débat. L'Autorité de sûreté nucléaire a souligné, à plusieurs reprises au cours des dernières années, la nécessité de disposer de marges sur le système électrique pour éviter de choisir entre sûreté nucléaire et sécurité d'approvisionnement.

Pour apporter des premiers éléments de réponse, RTE a pour la première fois introduit dans le Bilan prévisionnel 2019 et dans l'étude *Futurs énergétiques 2050*, la notion de stress-tests permettant d'illustrer la résilience du système dans quelques situations extrêmes (manque de vent sur de longues durées, canicule, sécheresse...). Les stress-tests proposés restent néanmoins illustratifs à ce stade. **L'opportunité et la possibilité d'intégrer des objectifs de résilience face à des événements extrêmes dans le dimensionnement du système électrique restent à analyser de manière approfondie.**

En outre, le critère de sécurité d’approvisionnement est aujourd’hui fondé sur une probabilité d’apparition d’une situation de délestage (exprimé en nombre d’heures par an en espérance), indépendamment de la profondeur de ce délestage et des conséquences associées. Or, pour un même niveau de risque, le volume d’énergie non distribuée sera largement plus important avec un mix électrique intégrant une forte part de renouvelable qu’avec le mix électrique actuel. Cette caractéristique a notamment été mise en évidence dans le cadre de l’étude *Futurs énergétiques 2050* (voir le chapitre 7 sur la sécurité d’approvisionnement dans les différents scénarios). Ceci a ainsi conduit à construire des scénarios dimensionnés sur un niveau de défaillance fixé autour d’une heure par an, de manière à conserver un volume d’énergie non distribué cohérent avec le volume actuel. Ces analyses conduisent finalement à envisager la prise en compte de la notion d’énergie non distribuée dans la définition du critère de sécurité d’approvisionnement à long terme.

Enfin, les travaux sur la sécurité d’approvisionnement doivent tenir compte des attentes de la société en matière de risque de coupures d’électricité. Les réponses adressées par certaines parties prenantes et certains consommateurs dans le cadre de la consultation publique sur les *Futurs énergétiques 2050* mettent ainsi en évidence la volonté de disposer d’un haut niveau de sécurité d’approvisionnement électrique. **Cette attention des consommateurs est susceptible de se renforcer à moyen terme, dans un contexte d’électrification des usages qui conduit à rendre les modes de vie d’autant plus dépendants du système électrique (et d’autant moins des énergies fossiles).** En d’autres termes, la décarbonation du système énergétique et l’électrification des usages ne pourra vraisemblablement s’accélérer qu’à condition de disposer d’un haut niveau de sécurité d’approvisionnement électrique.

Ces différents constats semblent être de nature à réinterroger le critère de manière à disposer d’un cadre de sécurité d’approvisionnement qui soit cohérent avec les attentes de la société. Ces travaux pourraient être menés au cours des prochaines années, dans le cadre de la prochaine Programmation pluriannuelle de l’énergie. Ils devront également s’articuler avec les réflexions en cours sur la refonte du mécanisme de capacité, dont le dimensionnement à terme constitue un point d’attention particulier.

7. ANNEXE : compléments sur le calcul de la VOLL

7.1. Les caractéristiques du sondage commandité par ENEDIS

Le questionnaire utilisé comporte trois parties, la première introduit le contexte de l'enquête, la deuxième porte sur les informations liées au sondé et la troisième sur l'estimation des coûts d'interruption de fourniture en fonction de divers scénarios.

Les principales informations recueillies sur les sondés sont :

- Pour les résidentiels : informations sur le répondant (sexe, âge, profession), la composition du foyer, le montant de la facture annuelle, la consommation annuelle
- Pour les professionnels : le code NAF, le secteur d'activité, le nombre de salariés, l'existence de moyens de substitution, le montant de la facture annuelle, la consommation annuelle

Les scénarios d'interruption de fourniture présentés aux sondés distinguent

- le moment de la coupure
 - la saison : printemps, été, automne, hiver,
 - le type de jour : jour de semaine ou jour de week-end,
 - la plage horaire dans la journée : minuit – 5h, 5h – 9h, 9h – 12h, 12h -14h, 14h – 18h, 18h – 20h, 20h – minuit
- la durée de la coupure : 3mn, 1h, 6h et 10h,
- la prévenance : avec ou sans délai de notification d'une journée,
- le coût direct estimé de la coupure,
- le consentement à payer (augmentation de la facture annuelle) pour éviter ce type de coupures,
- le consentement à accepter une indemnité forfaitaire.

La méthodologie de l'ACER requiert que le questionnaire interroge également sur la consommation sujette à un contrat d'interruptibilité ou d'effacement. Le sondage commandité par Enedis n'intègre pas cette question. Néanmoins, cette absence n'a qu'une faible influence sur l'évaluation de la valeur de l'énergie non distribuée car elle est principalement déterminée par la valeur de l'énergie non distribuée des secteurs résidentiel et tertiaire. Or les contrats d'effacements et d'interruptibilité restent aujourd'hui principalement concentrés sur le secteur industriel.

7.2. Les coûts de la VOLL estimés à partir du « consentement à payer » et du « consentement à accepter »

Le coût de l'énergie non distribuée a été estimé dans cette étude à partir des « coûts directs ». D'autres étaient néanmoins possibles, même si elles peuvent être considérées plus fragiles compte tenu du taux de réponse des sondés bien plus faibles. Parmi les réponses analysées, 96% des coûts directs sont considérées exploitables, alors que ce taux tombe respectivement à 23% et 61% pour les *consentements à payer* et les *consentements à accepter*.

Ainsi, la VOLL est estimée à 33 k€/MWh. Si la VOLL était estimée à partir des *consentements à payer*, le coût de l'énergie non distribué serait bien plus faible, autour de 9 k€/MWh. A contrario, la VOLL estimée à partir du *consentement à accepter* s'élèverait à 46 k€/MWh.

On constate ainsi que $VOLL_{\text{consentement à payer}} < VOLL_{\text{cout direct}} < VOLL_{\text{consentement à accepter}}$. Si l'ordre croissant entre les estimations de VOLL est logique, l'écart entre les différentes estimations illustre la difficulté méthodologique, et renforce le choix de la valeur centrale.

Il est par ailleurs à noter que cet écart est significatif pour tous les secteurs.

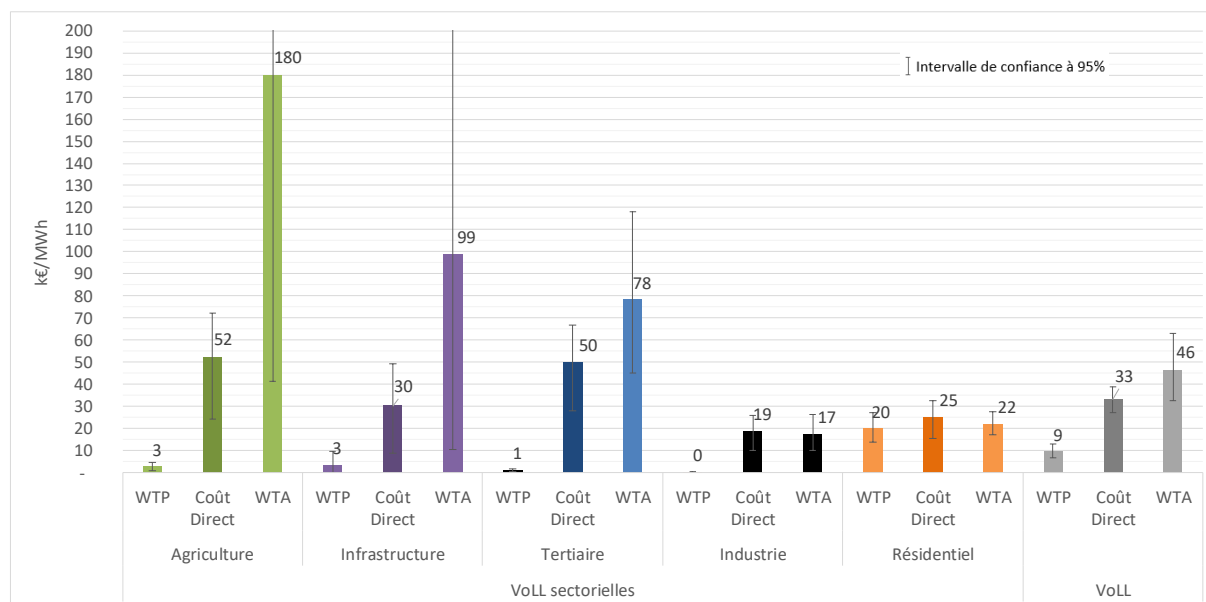


Figure 10: VOLL sectorielles calculées à partir du consentement à payer, du cout direct et du consentement à accepter

Enfin, sans préjuger des analyses qui seront menés par les autres Etats membres devant remettre à jour le critère de sécurité d'approvisionnement, des analyses publiées récemment montrent que des questions méthodologiques similaires se posent dans les autres pays.

En Italie, Terna est confronté à la même difficulté que RTE avec des écarts très conséquents entre les VOLL sectorielles estimées à partir des *consentements à payer* et les VOLL sectorielles estimées à partir des *consentements à accepter* (les VOLL sectorielles passent, pour l'industrie de 3,5 à 54 k€/MWh et pour le secteur résidentiel de 7,5 à 67,9 k€/MWh). Pour pallier cette difficulté, Terna a défini sa VOLL comme la moyenne entre une VOLL calculée à partir des *consentements à payer* et une VOLL calculée à partir des *consentements à accepter*.

8. ANNEXE : compléments sur le calcul du CONE

8.1. Les coefficients de *de-rating* utilisés pour calculer le CONE

Le calcul du CONE prend en compte la contribution réelle de chaque filière de production à la sécurité d’approvisionnement. La contribution des différentes filières (assimilée au « *de-rating factor* » dans la méthodologie définie par l’ACER) est celle retenue pour le mécanisme de capacité.

Technologie	De-rating factor (%)
Effacements	1*
Batteries 1h	0.46
Batteries 4h	0.85
Biomasse	0.8
Eolien terrestre	0.2

* Il faut noter que les volumes d’effacements considérés dans cette étude sont des effacements certifiés au sens du mécanisme de capacité. Un de-rating, différent en fonction des usages, a de fait été appliqué en amont.

8.2. Les hypothèses de cout et de durée de vie des différentes filières

Les hypothèses de cout et de durée de vie, pour l’année 2020, sont celles établies suite à la concertation menée lors de l’étude *Futurs énergétiques 2050*.

Technologie	Hypothèse	Coûts d’investissement (k€/MW)	Coûts fixes d’opération et de maintenance annuels (k€/MW/an)
Batterie 1h	Basse	457	11
Batterie 1h	Haute	617	11
Batterie 4h	Basse	1284	30
Batterie 4h	Haute	1680	30
Biomasse		1767	62
Eolien terrestre		1300	40
Eolien marin posé		2600	80
PV		750	11

Technologie	Durée de vie (années)
Effacements	-
Batterie 1h	15
Batterie 4h	15
Biomasse	25
Eolien terrestre	25
Eolien marin posé	20
PV	25