



**RAPPORT ANNUEL  
A LA COMMISSION EUROPEENNE**

Juillet 2025

**Principaux développements des  
marchés français de l'électricité  
et du gaz naturel en 2024 et au  
premier semestre 2025**

## AVERTISSEMENT

En vertu de l'article 59 de la directive (UE) 2019/944 du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE et de l'article 78 de la directive (UE) 2024/1788 du 13 juin 2024 concernant des règles communes pour les marchés intérieurs du gaz renouvelable, du gaz naturel et de l'hydrogène, modifiant la directive (UE) 2023/1791 et abrogeant la directive 2009/73/CE, la CRE est tenue de présenter un rapport annuel sur ses activités et l'exécution de ses missions, notamment à la Commission et à l'ACER.

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) attire l'attention de la DG ENER sur le fait que certaines informations transmises ne relèvent pas de sa compétence exclusive.

## SOMMAIRE

<b>Avertissement .....</b>	<b>2</b>
<b>Principaux développements des marchés français de l'électricité et du gaz naturel en 2024 et au premier semestre 2025.....</b>	<b>7</b>
<b>1. Présentation de la Commission de régulation de l'énergie .....</b>	<b>7</b>
1.1. Message du collègue.....	7
1.2. Les missions de la CRE .....	8
<b>2. Le marché de l'électricité .....</b>	<b>10</b>
2.1. L'accès aux réseaux de transport et de distribution d'électricité .....	10
2.1.1. L'indépendance des gestionnaires de réseaux .....	10
2.1.1.1. Le suivi des obligations liées à la certification du gestionnaire du réseau de transport.....	10
2.1.1.2. Le suivi du respect du code de bonne conduite des gestionnaires de réseau de distribution .....	12
2.1.2. Les aspects techniques.....	13
2.1.2.1. La qualité de l'électricité.....	13
2.1.2.2. Le système de comptage évolué d'Enedis .....	19
2.1.2.3. Le raccordement et l'accès aux réseaux publics d'électricité .....	19
2.1.2.4. Le cadre applicable aux énergies renouvelables .....	28
2.1.3. Les tarifs d'accès aux réseaux.....	31
2.1.3.1. Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport d'électricité .....	31
2.1.3.2. Les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution d'électricité .....	33
2.1.4. Les aspects transfrontaliers .....	35
2.1.4.1. Bilan de l'utilisation et de la gestion des interconnexions aux frontières françaises en 2024.....	35
2.1.4.2. Le développement des interconnexions françaises.....	43
2.1.5. La surveillance et le contrôle du respect des obligations des acteurs.....	48
2.1.5.1. La mise en œuvre des codes de réseau .....	48
2.2. La concurrence et le fonctionnement du marché de l'électricité .....	53
2.2.1. Le marché de gros .....	53
2.2.1.1. Production – consommation.....	53
2.2.1.2. Les prix de marché <i>day-ahead</i> .....	54
2.2.1.3. Les marchés organisés .....	54
2.2.1.4. Le marché gré-à-gré.....	55
2.2.1.5. Le négoce transfrontalier .....	55

2.2.1.6.	L'accès régulé à l'électricité nucléaire historique .....	64
2.2.1.7.	La surveillance du marché de gros .....	67
2.2.2.	Le marché de détail.....	69
2.2.2.1.	Etat des lieux .....	69
2.2.2.2.	Les prix et les offres .....	74
2.3.	La sécurité d'approvisionnement.....	83
2.3.1.	Le suivi de l'équilibre offre / demande d'électricité.....	83
2.3.1.1.	Évolutions relatives à la demande d'électricité .....	83
2.3.1.2.	Évolutions relatives à l'offre d'électricité .....	84
2.3.2.	La surveillance des investissements dans les capacités de production en relation avec la sécurité d'approvisionnement .....	85
2.3.2.1.	L'équilibrage électrique en temps réel.....	85
2.3.2.2.	Le mécanisme de capacité .....	86
<b>3.</b>	<b>Le marché du gaz.....</b>	<b>88</b>
3.1.	L'accès aux infrastructures de gaz naturel .....	88
3.1.1.	L'indépendance des gestionnaires de réseaux .....	88
3.1.1.1.	Le suivi des obligations liées à la certification des gestionnaires de réseau de transport.....	88
3.1.1.2.	L'indépendance des gestionnaires de réseaux de distribution et des entreprises locales de distribution (ELD).....	91
3.1.2.	Les aspects techniques.....	92
3.1.2.1.	Le système de comptage évolué des GRD de gaz .....	92
3.1.2.2.	La qualité de service .....	94
3.1.3.	Les conditions d'accès aux réseaux, aux terminaux méthaniers et aux installations de stockage de gaz naturel .....	95
3.1.3.1.	Les tarifs de raccordement au réseau .....	95
3.1.3.2.	Les tarifs d'accès aux réseaux de transport .....	95
3.1.3.3.	Les tarifs d'accès aux terminaux méthaniers .....	100
3.1.3.4.	L'accès des tiers aux installations de stockage .....	101
3.1.4.	Les aspects transfrontaliers .....	103
3.1.4.1.	Les règles d'allocation de la capacité de transport.....	103
3.1.5.	La surveillance et le contrôle du respect des obligations des acteurs.....	105
3.1.5.1.	La mise en œuvre des codes de réseau – l'évolution des règles d'équilibrage.....	105
3.1.5.2.	La mise en œuvre du code de réseau sur l'harmonisation des structures tarifaires des réseaux de transport de gaz .....	105
3.2.	La concurrence et le fonctionnement du marché du gaz.....	106
3.2.1.	Le marché de gros .....	106
3.2.1.1.	Bilan des flux de gaz naturel en France.....	106
3.2.1.2.	Evolution des prix <i>day-ahead</i> .....	107
3.2.1.3.	Evolution des prix à terme .....	109

3.2.1.4. Les volumes échangés sur le marché de gros français .....	110
3.2.1.5. Les marchés intermédiés .....	111
3.2.1.6. Niveau de concentration du marché français .....	112
3.2.2. Le marché de détail de gaz naturel.....	113
3.2.2.1. Etat des lieux .....	113
3.2.2.2. Les prix et les offres .....	118
3.3. La sécurité d’approvisionnement.....	121
3.3.1. Le suivi de l’équilibre offre / demande de gaz naturel.....	121
3.3.1.1. Hiver 2022-2023 .....	121
3.3.1.2. Hiver 2023-2024 .....	121
3.3.2. Le niveau de la demande prévue, des réserves disponibles et des capacités supplémentaires envisagées.....	122
3.3.2.1. La demande de gaz naturel en France .....	122
3.3.2.2. Les capacités de stockage .....	122
3.3.2.3. Les terminaux méthaniers.....	124
3.3.3. Les mesures de réponse aux pics de demandes et aux déficits d’approvisionnement .....	124
3.3.3.1. Les obligations des opérateurs de transport et de distribution de gaz .....	124
3.3.3.2. Les mesures d’urgence .....	125
<b>4. La protection des consommateurs.....</b>	<b>127</b>
4.1. Questions et réclamations .....	127
4.2. La protection des clients vulnérables.....	127
4.2.1. Electricité.....	127
4.2.2. Gaz.....	129
4.2.3. Les mesures d’urgence relatives à la pandémie de COVID-19 et au contexte des prix de l’énergie élevés, à destination des consommateurs.....	129
4.2.3.1. Boucliers tarifaires et amortisseurs .....	129
4.2.4. Au sortir de la crise, la CRE renforce son cadre de surveillance et de réglementation au bénéfice des consommateurs .....	134
4.2.4.1. La mise en place des lignes directrices pour le renforcement de la transparence et de la lisibilité des offres et des contrats d’énergie.....	134
4.2.4.2. Le contrôle de la cohérence économique des offres .....	135
4.2.4.3. Une régulation prudentielle pour garantir la solvabilité et la résilience des acteurs	136
<b>5. Décisions marquantes en matière de sanctions et de règlements de différends.....</b>	<b>138</b>
5.1. Décisions rendues en matière de sanctions .....	138
5.1.1. CoRDIS, décision du 20 janvier 2025 portant sanction à l’encontre de deux sociétés pour méconnaissance de l’article 5 du REMIT sur les manipulations de marché .....	138

<b>5.1.2. CoRDIS, décision du 22 avril 2025 portant sanction à l'encontre d'une société pour méconnaissance de l'obligation de communication d'informations nécessaires à l'accomplissement des missions de la CRE visée à l'article L. 134-18 du code de l'énergie.....</b>	<b>139</b>
<b>5.2. Décisions rendues en matière de règlement de différends .....</b>	<b>140</b>
<b>5.2.1. CoRDIS, décisions des 16 et 29 mai 2024 portant liquidation d'astreinte et règlement d'un différend relatif au raccordement de plusieurs installations de consommation d'électricité au réseau public de distribution.....</b>	<b>140</b>
<b>5.2.2. CoRDIS, décisions des 23 juillet, 6 septembre et 2 décembre 2024 portant rejet des demandes de mesures conservatoires et règlement d'un différend relatif au raccordement définitif d'une habitation en cours de construction.....</b>	<b>140</b>
<b>5.2.3. CoRDIS, décision du 4 novembre 2024 portant règlement d'un différend relatif au démantèlement d'un transformateur électrique situé au sein d'une copropriété .....</b>	<b>141</b>
<b>5.2.4. CoRDIS, décision du 5 novembre 2024 portant règlement d'un différend relatif à la qualité de l'alimentation électrique, par le réseau public de distribution, d'une installation de consommation d'électricité.....</b>	<b>142</b>
<b>5.2.5. CoRDIS, décision du 5 décembre 2024 portant règlement d'un différend relatif à la rénovation d'une colonne montante électrique d'un immeuble collectif et au raccordement d'un local d'habitation à cette colonne montante .....</b>	<b>142</b>
<b>5.2.6. CoRDIS, décision du 17 février 2025 portant règlement d'un différend relatif à l'emplacement du compteur électrique d'une habitation à la suite de la création d'une colonne montante électrique.....</b>	<b>143</b>
<b>5.2.7. CoRDIS, décision du 17 février 2025 portant règlement d'un différend relatif à la qualité de l'alimentation électrique, par le réseau public de distribution, d'une installation de consommation d'électricité.....</b>	<b>143</b>
<b>5.2.8. CoRDIS, décision du 26 février 2025 portant règlement d'un différend relatif aux modalités de raccordement d'une installation de consommation au regard de l'obligation de sécurité pesant sur le gestionnaire de réseau de distribution .....</b>	<b>144</b>
<b>5.2.9. CoRDIS, décision du 2 avril 2025 portant règlement d'un différend relatif aux modalités de raccordement, au réseau public de distribution, d'une installation de production d'électricité .....</b>	<b>145</b>
<b>5.2.10. CoRDIS, décision du 2 avril 2025 portant règlement d'un différend relatif au raccordement indirect, au réseau public de distribution, d'une installation de production d'électricité.....</b>	<b>146</b>
<b>5.2.11. CoRDIS, décision du 16 avril 2025 portant règlement d'un différend relatif aux modalités de remise en conformité d'une installation de consommation raccordée au réseau public de distribution d'électricité .....</b>	<b>146</b>
<b>5.2.12. CoRDIS, décision du 24 avril 2025 portant règlement d'un différend relatif au raccordement, au réseau public de distribution, d'une installation de consommation d'électricité .....</b>	<b>147</b>

# PRINCIPAUX DEVELOPPEMENTS DES MARCHES FRANÇAIS DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ NATUREL EN 2024 ET AU PREMIER SEMESTRE 2025

## 1. Présentation de la Commission de régulation de l'énergie

### 1.1. Message du collègue

En 2024, la CRE a instruit plus de 3,67 GW de puissance pour l'éolien et 3,77 GWc pour le photovoltaïque posé au sol et sur bâtiment ; cela représente 794 dossiers étudiés et validés. Ces appels d'offres, prévus par la Programmation Pluriannuelle de l'Energie, sont nécessaires pour mener à bien la trajectoire énergétique française. Certains soulignent aujourd'hui une consommation en baisse et une production électrique en forte hausse, avec près de 90 TWh exportés. Ils y voient parfois un prétexte pour réinterroger notre trajectoire énergétique. Pourtant, ces évolutions, bien que réelles, relèvent d'une conjoncture particulière. Elles ne doivent pas nous faire dévier de notre cap économique et climatique : assurer l'indépendance énergétique de la France et faire en sorte que notre avenir industriel ne dépende plus des importations d'énergies fossiles. L'énergie se pense sur le temps long, et non dans la réaction. Électrifier nos usages, produire davantage d'électricité en mobilisant toutes les énergies décarbonées, nucléaire et renouvelables, et s'appuyer sur un réseau adapté sont les clés pour réussir cette transition énergétique, essentielle à notre souveraineté et à l'avenir du pays.

*Anthony Cellier*

\*\*\*\*\*

En 2024, les initiatives prises par la CRE pour restaurer la confiance des consommateurs envers les fournisseurs ont représenté un enjeu majeur de son action, articulée autour de trois axes : La mise en place de règles prudentielles visant à renforcer la protection des consommateurs, en s'assurant notamment de l'adéquation entre les approvisionnements des fournisseurs et leurs engagements de prix dans les contrats de fourniture ; le suivi et l'analyse de la cohérence des offres proposées par les fournisseurs ; le renforcement de l'information des consommateurs, en définissant une typologie claire et lisible des différentes offres proposées, ainsi qu'en encadrant les conditions de souscription et de reconduction des offres. Sans contrainte légale, la très grande majorité des fournisseurs a accepté de s'engager dans cette démarche aux côtés de la CRE. Ces actions s'inscrivent dans un rôle de tiers de confiance que la CRE a pu acquérir dans le temps par ses valeurs d'ouverture, d'impartialité et de transparence. Ce rôle oblige d'autant plus à l'avenir que la confiance s'acquiert dans la durée, mais peut se défaire en un instant.

*Ivan Faucheux*

\*\*\*\*\*

L'année 2024 a été marquée par l'entrée en vigueur des nouvelles périodes tarifaires d'acheminement du gaz et par les travaux d'élaboration des nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux d'électricité. Ils ont mobilisé les équipes de la CRE pendant de nombreux mois. Tout l'enjeu de cette régulation est de donner aux gestionnaires les moyens nécessaires pour assurer leurs missions, tout en étant vigilant quant à l'efficacité des dépenses qui se répercutent sur la facture des consommateurs. Les gestionnaires de réseaux de gaz devront faire face à un défi de taille : ils devront continuer d'investir, afin d'entretenir leurs infrastructures mais surtout pour s'adapter au transport du biométhane, et potentiellement demain de l'hydrogène et du carbone, dans un contexte de baisse continue de la consommation de gaz fossile. Les gestionnaires de réseaux électriques devront accroître leurs investissements afin de maintenir leurs actifs et les rendre plus résilients face aux risques climatiques. Ils devront aussi anticiper l'augmentation de la consommation liée à l'électrification des usages, indispensable à la réussite de nos objectifs de décarbonation et le raccordement des énergies renouvelables.

*Valérie Plagnol*

\*\*\*\*\*

Le passage du cyclone Chido sur Mayotte en décembre dernier a révélé la vulnérabilité des zones non interconnectées (ZNI) face aux aléas climatiques. Dans l'épreuve, les Mahorais ont pu compter sur la réactivité et le dévouement des équipes d'Enedis et d'EDF SEI, qui ont œuvré sans relâche pour rétablir l'électricité. Cet épisode ne saurait rester une exception dramatique. Avec le dérèglement climatique, les territoires de l'hémisphère Sud seront de plus en plus fréquemment confrontés à des phénomènes cycloniques d'une intensité croissante. Il nous faut donc penser dès aujourd'hui la résilience de demain, notamment en matière de réseaux. Chaque territoire appelle donc une stratégie spécifique, dans un contexte essentiel de décarbonation de la production. C'est tout l'enjeu des concertations engagées entre la CRE, l'État et les élus locaux : construire des systèmes adaptés, robustes, durables, sans jamais renoncer à la solidarité que garantit la péréquation tarifaire, socle de notre modèle énergétique et dont l'efficacité s'est encore illustrée en 2024.

*Lova Rinel Rajaoarinelina*

\*\*\*\*\*

Dans un monde en pleine mutation et aux enjeux multiples, le Collège poursuivra son engagement à rester garant d'un juste équilibre entre protection du consommateur, sécurité d'approvisionnement et impératif de décarbonation de nos systèmes énergétiques

## 1.2. Les missions de la CRE

La CRE est une autorité administrative indépendante. Créée le 24 mars 2000, sa mission principale est de réguler les réseaux et infrastructures d'électricité et de gaz, de garantir le bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz, d'opérer les principaux dispositifs de soutien aux énergies renouvelables, et d'éclairer le débat public sur les grands enjeux énergétiques.

Pour accomplir ses missions, la CRE s'appuie sur deux organes indépendants : le collège de la Commission et le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS). Pour rendre ses décisions, le collège se repose sur l'expertise des directions de la CRE, placées sous l'autorité du président.

La CRE est présidée depuis le 16 août 2022 par Madame Emmanuelle Wargon, nommée par décret du président de la République. Attachée à ses trois valeurs cardinales, à savoir, l'ouverture vis-à-vis de l'ensemble des parties prenantes en France, en Europe et à l'échelle internationale, l'impartialité afin de garantir la neutralité, l'équité et l'objectivité de l'ensemble des décisions prises, et la transparence des travaux et des procédures d'élaboration des décisions, la CRE continuera, comme en 2023 et 2024, d'agir pour l'intérêt général en faveur du bon fonctionnement du système énergétique, du renforcement de la protection des consommateurs et de l'accélération de la transition écologique.

Depuis la loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat (loi « Energie et Climat »), le collège de la CRE est composé de cinq membres : la présidente de la CRE et quatre commissaires, Ivan Faucheux, Valérie Plagnol, Anthony Cellier, et Lova Rinel Rajaoarinelina. En 2024, pour effectuer ses missions, le collège de la CRE a rendu 237 délibérations.

Avec l'adoption en 2016 de la loi portant statut général des autorités administratives indépendantes (AAI) et des autorités publiques indépendantes, le cadre législatif de la Commission de Régulation de l'Énergie a évolué. Son article 21 prévoit notamment que les AAI adressent au Gouvernement et au Parlement, chaque année avant le 1<sup>er</sup> juin, un rapport d'activité rendant compte de l'exercice de leurs missions et de leurs moyens. Ce rapport comporte un schéma pluriannuel d'optimisation de leurs dépenses qui évalue l'impact prévisionnel, sur leurs effectifs et sur chaque catégorie de dépenses, des mesures de mutualisation de leurs services avec les services d'autres AAI ou API ou avec ceux d'un ministère.

La CRE est tenue de consulter le Conseil supérieur de l'énergie préalablement à ses décisions pour les sujets pouvant « avoir une incidence importante sur les objectifs de politique énergétique » dont la liste figure à l'article R. 134-1 du code de l'énergie.

Depuis le 9 janvier 2024, la CRE est rattachée budgétairement au ministère de l'Économie, des Finances, et de la Souveraineté industrielle et numérique. La spécificité de la CRE et l'impératif de préservation de son indépendance en application des directives européennes 2009/72 et 2009/73 du 13 juillet 2009 et de l'article L. 133-5 du code de l'énergie sont pris en compte.

Au 31 décembre 2024, la CRE comptait 155 agents (hors commissaires) dont 68 femmes et 87 hommes (elle comptait 160 agents au 31 décembre 2023 dont 70 femmes et 90 hommes).

\*\*\*\*\*

Les questions industrielles et l'Europe sont au cœur des réflexions de la CRE qui a mis en place en 2017 un Service de la prospective et de l'innovation qui s'intéresse aux questions environnementales, économiques et sociétales. Pour s'adapter au mieux aux attentes et à l'actualité du secteur, la présidente de la CRE a souhaité que les travaux de la prospective deviennent partie intégrante de ses missions, en s'appuyant désormais sur les orientations d'un Conseil scientifique composé d'experts de tous horizons.

En septembre 2024, Le Service de la prospective et de l'innovation a publié un rapport sur le captage et la chaîne de valeur du CO2. La présentation d'un deuxième rapport, consacré à l'insertion des petits réacteurs modulaires (SMR et AMR) dans les systèmes énergétiques, est prévue avant la fin de l'année. En février 2025, la CRE a lancé deux nouveaux groupes de travail dont un dédié à « la mise en œuvre territoriale de la transition énergétique » et un dédié à « la gestion dynamique des nouveaux équilibres entre l'offre et la demande dans les systèmes d'énergie bas-carbone ».

\*\*\*\*\*

La période couverte par le présent rapport, de janvier 2024 à juillet 2025, confirme la sortie de la crise de l'énergie entamée en 2023.

Dans ce contexte, la CRE a assuré l'ensemble de ses missions. Grâce à l'exercice de sa compétence tarifaire, elle a donné aux réseaux de gaz et d'électricité les moyens de leur développement à l'épreuve du futur. Elle a réorganisé ses activités de surveillance des marchés de gros pour gagner en efficacité, et a contribué à la restauration de la confiance des consommateurs après la crise. La CRE a également joué pleinement son rôle dans la mise en œuvre des dispositifs de soutien à la production d'électricité renouvelable et dans la réflexion sur une meilleure intégration des énergies renouvelables dans le système électrique.

2025 sera l'année qui marquera la fin du dispositif de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH). La CRE est pleinement mobilisée pour anticiper et assurer le bon fonctionnement du marché de l'électricité à partir de 2026.

Enfin, en juin 2025, la CRE a fêté ses 25 ans. A l'occasion de ce moment charnière et alors que le secteur de l'énergie est en pleine mutation, la CRE a dévoilé ses orientations stratégiques pour les cinq prochaines années, socle de son action d'ici 2030, afin de contribuer activement à un système énergétique robuste, fiable et innovant, au bénéfice des consommateurs.

## 2. Le marché de l'électricité

L'adoption du paquet "Une énergie propre pour tous les européens" en 2019 donne une nouvelle impulsion à la transition énergétique et à la lutte contre le changement climatique. Ce paquet vise également à restructurer le marché de l'électricité de manière plus adaptée, en fournissant de meilleurs signaux d'investissement et en apportant plus de flexibilité aux marchés, notamment grâce à l'utilisation accrue des interconnexions et à la fluidité des échanges d'électricité intra-européens. L'adoption du paquet a également pour effet de placer le consommateur au cœur des marchés de l'énergie, en lui offrant la possibilité de jouer un rôle plus actif dans la production, de mieux maîtriser sa consommation et ses dépenses énergétiques et d'être mieux informé des évolutions du marché. Dans ce contexte, il est important de souligner les résultats significatifs obtenus sous la supervision de la CRE en ce qui concerne la conformité aux réglementations européennes concernant l'accès des tiers aux réseaux (2.1.), la promotion de la concurrence sur le marché (2.2.) et le maintien de la sécurité d'approvisionnement (2.3).

### 2.1. L'accès aux réseaux de transport et de distribution d'électricité

Il existe en France un seul gestionnaire de réseau de transport (GRT) d'électricité, RTE, qui exploite, maintient et développe le réseau à haute et très haute tension. RTE est responsable de l'exploitation, de la maintenance et du développement du réseau à haute et très haute tension, qui s'étend sur plus de 100 000 km de lignes allant de 63 000 à 400 000 volts. Il s'agit du réseau le plus important en Europe. Depuis le 31 mars 2017, EDF, la Caisse des dépôts et consignations et CNP Assurances détiennent respectivement 50,1 %, 29,9 % et 20 % du capital de la Co-entreprise de Transport d'Électricité (CTE) qui détient elle-même 100 % du capital de RTE.

Par ailleurs, la France compte près de 120 gestionnaires de réseau de distribution (GRD) d'électricité, qui diffèrent grandement en termes de taille. Enedis est le principal GRD et gère 95 % du réseau de distribution d'électricité sur le territoire métropolitain continental. Il gère environ 1,4 million de km de lignes et fournit des services à 37 millions de clients. Il existe également cinq autres GRD qui desservent plus de 100 000 clients, à savoir Gérédis, SRD, Strasbourg Electricité Réseaux, Réséda et GreenAlp. Enfin, 108 GRD desservent moins de 100 000 clients.

#### 2.1.1. L'indépendance des gestionnaires de réseaux

##### 2.1.1.1. Le suivi des obligations liées à la certification du gestionnaire du réseau de transport

###### 2.1.1.1.1. Le suivi de la mise en œuvre des demandes de la CRE dans la décision de certification de RTE

Le 26 janvier 2012<sup>1</sup>, la CRE a certifié RTE en tant que gestionnaire de réseau de transport (GRT) indépendant de l'entreprise verticalement intégrée (EVI), selon le modèle de séparation patrimoniale ITO (Independent Transmission Operator). À la suite de l'entrée de la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC) au capital de la Co-entreprise de Transport d'Électricité (CTE), actionnaire unique de RTE, le 31 mars 2017, la CRE a vérifié que RTE respectait les obligations d'indépendance prévues par le code de l'énergie et a maintenu sa certification par une décision du 11 janvier 2018<sup>2</sup>.

Par une décision du 2 juillet 2020<sup>3</sup>, la CRE a maintenu la certification de RTE à la suite de la réorganisation des participations de la CDC. Cette opération n'a eu aucun impact sur l'organisation, la gouvernance ou le périmètre de l'EVI auquel RTE appartient.

Par une délibération du 24 février 2022<sup>4</sup>, la CRE a maintenu la certification de RTE à la suite de la nomination d'un binôme de commissaires aux comptes de la Caisse des dépôts et consignations identique à celui de RTE.

---

<sup>1</sup> [Délibérations de la CRE du 26 janvier 2012 portant décision de certification de la société RTE](#)

<sup>2</sup> [Délibération de la CRE du 11 janvier 2018 portant décision sur le maintien de la certification de la société RTE](#)

<sup>3</sup> [Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 2 juillet 2020 portant décision sur le maintien de la certification de la société RTE](#)

<sup>4</sup> [Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 24 février 2022 portant décision sur le maintien de la certification de la société RTE à la suite de la nomination du binôme de commissaires aux comptes de la Caisse des dépôts et consignations](#)

Par une nouvelle délibération du 27 avril 2023<sup>5</sup>, la CRE a maintenu la certification de RTE à la suite de la réorganisation d'un peu moins de 1 % de la participation de CNP Assurances dans CTE au profit de CNP Retraite.

L'indépendance du GRT par rapport à l'EVI se manifeste par une structure interne spécifique et des règles de gouvernance, ainsi qu'une autonomie suffisante en termes de fonctionnement et de ressources. À ce titre, la CRE est amenée à approuver la liste des emplois de dirigeants ainsi que la liste des emplois de la majorité des dirigeants proposées par RTE, comme elle l'a fait dans sa délibération du 11 janvier 2024<sup>6</sup>. La CRE a adopté le 10 juin 2025 une délibération portant décision relative à la proposition de reconduction du président du directoire de la société RTE dans ses fonctions<sup>7</sup>. Elle s'est également prononcée sur la nomination d'un membre appartenant à la « minorité » du conseil de surveillance du GRT dans sa délibération du 6 février 2025<sup>8</sup>.

La CRE assure régulièrement que le GRT respecte ses obligations d'indépendance vis-à-vis de l'EVI. À cette fin, elle vérifie que l'opérateur respecte les engagements pris et rappelés dans les décisions de certification, et qu'il prend les mesures définies par la CRE dans les délais impartis. En effet, l'octroi de la certification était assorti de ces conditions.

Dans ce contexte, la CRE examine l'ensemble des contrats conclus entre RTE et l'EVI EDF, ainsi que les sociétés sous son contrôle. Cet examen concerne à la fois les nouveaux contrats et le renouvellement des contrats existants qui ont déjà été examinés lors de décisions antérieures. Conformément à l'article L. 111-17 du code de l'énergie, la CRE contrôle la conformité des accords commerciaux et financiers avec les conditions du marché et les approuve le cas échéant. Elle s'assure également que les services fournis par RTE à l'EVI le sont conformément aux dispositions de l'article L. 111-18 du code de l'énergie.

Au cours de l'année 2024, quarante-sept contrats conclus entre RTE et l'EVI ou entre RTE et les filiales de l'EVI ont été examinés par la CRE. L'ensemble de ces contrats a fait l'objet d'une décision favorable de la CRE.

### **2.1.1.1.2. Le suivi du respect du code de bonne conduite du gestionnaire de réseau de transport**

En vertu des articles L. 111-34 à L. 111-38 du code de l'énergie, RTE a désigné un responsable chargé de veiller à la conformité des pratiques de l'opérateur avec les obligations d'indépendance envers les autres sociétés de l'EVI, sous réserve des compétences propres à la CRE. Par une décision du 1<sup>er</sup> février 2024<sup>9</sup>, la CRE a approuvé la proposition de nomination et le contrat de travail du responsable de la conformité proposés par RTE qui a pris ses fonctions le 1<sup>er</sup> avril 2024. La CRE s'est assurée de son indépendance, de ses compétences professionnelles et des conditions contractuelles régissant son mandat, qui lui permettent, selon l'analyse de la CRE, d'exécuter toutes ses missions. Le responsable de la conformité a notamment pour responsabilités de vérifier que RTE respecte les engagements du code de bonne conduite, de produire un rapport annuel sur la mise en œuvre de ce code qu'il transmet à la CRE, de contrôler la bonne exécution du schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité et d'informer immédiatement la CRE de tout projet de décision reportant ou supprimant la réalisation d'un investissement prévu dans ce schéma décennal, ainsi que de toute question concernant l'indépendance du GRT.

Par ailleurs, en application de l'article L. 134-15 du code de l'énergie, la CRE a publié la treizième édition du rapport sur le respect des codes de bonne conduite et sur l'indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel (RCBCI) en mai 2023. La CRE considère qu'en 2021 et 2022, l'indépendance de RTE vis-à-vis de ses actionnaires EDF, Caisse des dépôts et consignations et CNP Assurances, s'est maintenue à un très bon niveau.

---

<sup>5</sup> [Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 27 avril 2023 portant maintien de la certification de la société RTE](#)

<sup>6</sup> [Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 11 janvier 2024 portant décision relative à la proposition de nouvelle liste d'emplois des dirigeants de RTE](#)

<sup>7</sup> [Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 10 juin 2025 portant décision relative à la proposition de reconduction de Monsieur Xavier Piechaczyk dans les fonctions de président du directoire de la société RTE](#)

<sup>8</sup> [Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 6 février 2025 portant décision relative à la proposition de nomination d'un membre de la minorité du Conseil de surveillance de RTE](#)

<sup>9</sup> [Délibération de la Commission de régulation de l'énergie n°2024-28 du 1<sup>er</sup> février 2024 portant approbation de la proposition de nomination du responsable de la conformité de la société RTE \(non publique\)](#)

Parmi les avancées, on peut par exemple mentionner les différents dispositifs de ressources humaines mis en place au sein de RTE pour permettre notamment le transfert des fonds d'actions EDF vers des fonds accessibles aux salariés de RTE pour tout salarié rejoignant RTE, ou l'amélioration de la sensibilisation des salariés de RTE sur les enjeux relevant de l'indépendance de leur entreprise vis-à-vis de l'EVI. Par ailleurs, concernant le respect du code de bonne conduite, la CRE constate que RTE a tenu ses principaux engagements en 2021 et 2022 en matière de transparence, d'objectivité, de non-discrimination et de protection des informations commercialement sensibles.

Ainsi, les recommandations formulées par la CRE à RTE dans ce rapport visent principalement à :

- améliorer des points spécifiques relevés par la CRE, notamment en matière d'identification des sociétés de l'EVI et de renouvellement des accords historiques conclus avec l'EVI ;
- pérenniser des mesures prises ou envisagées par RTE pour garantir l'indépendance avec l'EVI, notamment en termes de procédures encadrant les ressources humaines, par exemple concernant la formation au code de bonne conduite et d'indépendance et la participation aux réunions organisée par l'EVI.

La CRE réalisera pour la période 2024-2025 une nouvelle analyse approfondie du respect de ces dispositions réglementaires.

### **2.1.1.2. Le suivi du respect du code de bonne conduite des gestionnaires de réseau de distribution**

Comme rappelé en 2.1, le réseau de distribution d'électricité en France métropolitaine est géré à 95 % par Enedis. Les quelques 5 % restants sont raccordés à l'une des 114 Entreprises Locales de Distribution (ELD). Parmi elles, 5 desservent plus de 100 000 clients (Strasbourg Electricité Réseaux, réséda, SRD, Gérédis et GreenAlp) et sont juridiquement séparées.

Dans le cadre de sa mission générale portant sur le bon fonctionnement des marchés, la CRE s'assure que les gestionnaires de réseaux de distribution sont indépendants de leur maison mère. Ils doivent ainsi se distinguer des sociétés exerçant une activité de fourniture ou de production de gaz ou d'électricité au sein de l'entreprise verticalement intégrée (EVI) à laquelle ils appartiennent. Cette vérification s'effectue à partir de l'organisation interne et des règles de gouvernance, de l'autonomie de fonctionnement et de la mise en place d'un responsable de la conformité chargé des obligations d'indépendance et du respect du code de bonne conduite.

A ce titre, la CRE a approuvé les propositions de nomination de responsables de la conformité de SER et GreenAlp au cours de l'année 2024 et du premier semestre 2025.

La CRE a constaté, dans la treizième édition de son rapport sur le respect des codes de bonne conduite et sur l'indépendance des gestionnaires de réseaux (RCBCI) publiée en mai 2023, que les gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité respectent de manière globalement satisfaisante les règles d'indépendance et de bonne conduite : tous les gestionnaires de réseaux témoignent d'un niveau de maturité élevé dans l'exercice de leurs missions. Ils publient annuellement un rapport sur le respect de leur code de bonne conduite et rendent compte auprès de la CRE des actions entreprises en la matière.

Ainsi il apparaît que, pour les plus gros gestionnaires de réseaux de distribution, les difficultés ou les risques principaux ne portent plus désormais sur l'indépendance opérationnelle vis-à-vis des maisons-mères, qui se maintient à un très bon niveau même si certains progrès sont encore nécessaires. En revanche, la non-discrimination entre les différentes catégories de clients et la parfaite séparation entre les activités en monopole et les activités de nature concurrentielle deviennent des enjeux importants du fait de l'évolution des missions et des activités des GRD, et restent des sujets d'amélioration et de vigilance, dans un contexte de mutation du secteur de l'énergie et de transition énergétique.

A l'occasion de l'élaboration de la treizième édition du RCBCI, la CRE a formulé les principaux constats et recommandations suivants :

- En matière de ressources humaines, plusieurs gestionnaires de réseaux de distribution continuent de distribuer des actions de la maison-mère à leurs dirigeants, de leur donner accès aux fonds dotés exclusivement d'actions du groupe, ou encore de distribuer à leurs salariés une participation calculée au périmètre de l'entreprise verticalement intégrée (EVI), compromettant ainsi l'indépendance des dirigeants et des salariés des gestionnaires de réseaux de distribution ;

- Concernant l'activité, en fort développement, du raccordement d'installations de recharges de véhicules électriques (IRVE) dans l'habitat collectif, des écarts en termes de non-discrimination de la part d'Enedis ont été rapportés à la CRE par des développeurs de projets. La CRE a ainsi rappelé l'obligation de neutralité absolue qui s'impose aux agents d'Enedis dans le cadre du raccordement au réseau public de distribution et demandé la mise en œuvre de mesures organisationnelles visant à prévenir tout risque de discrimination ;
- En matière de relations contractuelles entre les gestionnaires de réseaux et leurs maisons-mères, la CRE a constaté une forte hétérogénéité entre opérateurs. Les ELD en particulier, dont la filialisation est plus récente que celle d'Enedis, s'appuient encore toutes, pour tout ou partie de leurs fonctions support, sur celles de leur maison-mère. La CRE a ainsi demandé aux ELD de lui présenter une stratégie concernant les fonctions transverses, en étudiant les alternatives possibles au recours à la maison-mère, parmi lesquelles l'internalisation et l'externalisation desdites fonctions ;
- Pour la mise en œuvre de la séparation de moyens entre leurs activités régulées et concurrentielles, la CRE a salué la démarche des opérateurs de transport et de distribution qui ont filialisé leurs activités concurrentielles et a appelé à la généralisation de cette pratique, qui assure l'absence de subvention croisée et la séparation effective des moyens ;
- Concernant la communication des opérateurs sur les activités régulées et concurrentielles, la CRE a rappelé l'importance d'une communication n'entretenant aucune confusion entre, d'une part, les missions de monopole des gestionnaires de réseaux et, d'autre part, les activités concurrentielles que ces derniers peuvent poursuivre.

### 2.1.2. Les aspects techniques

#### 2.1.2.1. La qualité de l'électricité

##### 2.1.2.1.1. Les niveaux de la qualité de l'électricité en France

La qualité d'alimentation est une composante essentielle de la mesure de la qualité de service délivrée par les opérateurs de réseaux dans la mesure où elle affecte les processus industriels et les usages domestiques. La qualité d'alimentation, ou qualité d'électricité, représente ainsi un enjeu important pour les activités des acteurs de marché, que cela concerne le réseau public de distribution ou celui du transport.

- **Réseaux publics de distribution d'électricité**

Dans le cadre du TURPE 6 HTA-BT<sup>10</sup> la qualité d'alimentation fait l'objet d'une régulation incitative basée sur 4 indicateurs incités financièrement :

- durée moyenne de coupure en BT (dit « critère B ») ;
- durée moyenne de coupure en HTA (dit « critère M ») ;
- fréquence moyenne de coupure en BT (dit « critère F-BT ») ;
- fréquence moyenne de coupure en HTA (dit « critère F-HTA »).

À ces indicateurs s'ajoutent 7 indicateurs suivis par la CRE.

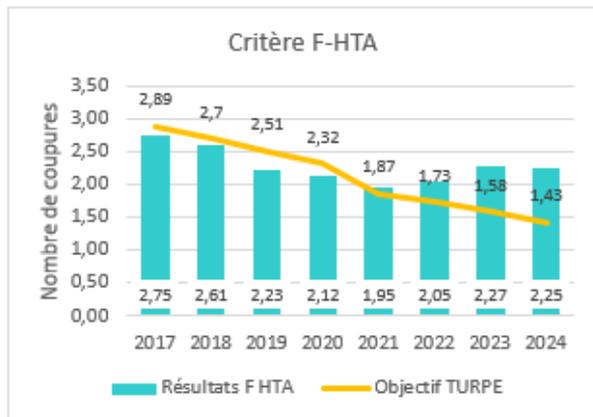
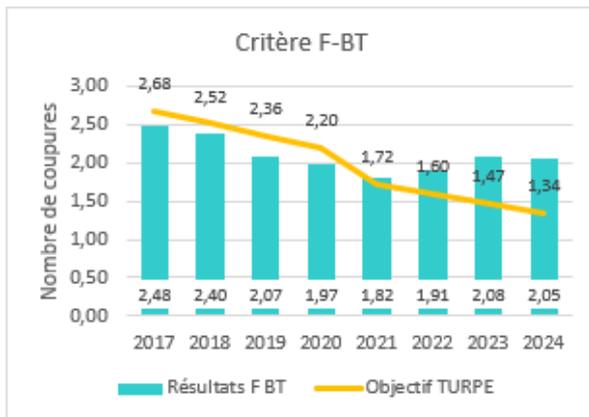
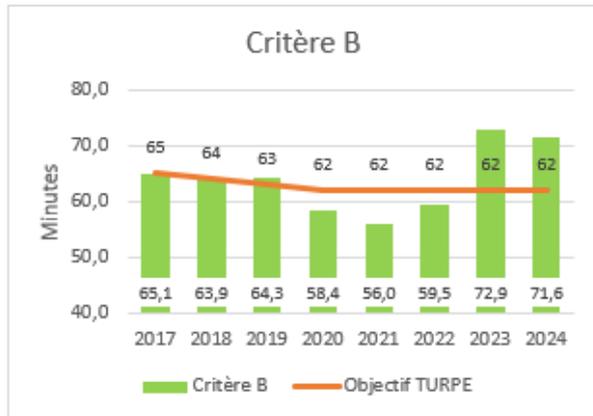
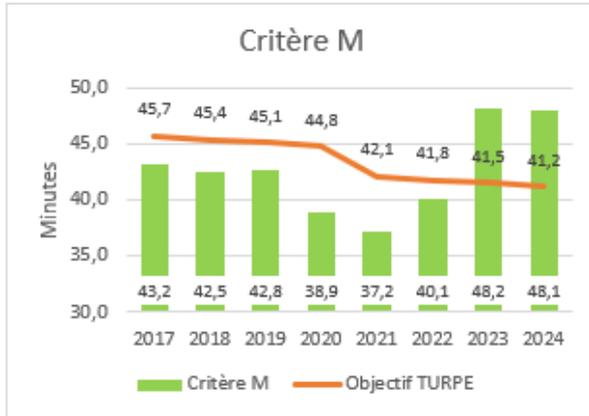
L'évolution des indicateurs incités est présentée dans les figures ci-dessous. Ils traduisent globalement une amélioration de la qualité d'alimentation sur l'ensemble du réseau d'Enedis entre les années 2017 et 2022, en particulier pour la fréquence de coupure, à un rythme néanmoins inférieur à celui observé entre les années 2010 et 2017.

On observe également une très forte corrélation entre la qualité d'alimentation et l'occurrence d'événements météorologiques intenses. Ainsi, les années 2020 et 2021, calmes sur le plan météorologique, ont entraîné une amélioration significative de la durée de coupure en basse tension (critère B) et de la durée de coupure en HTA (critère M), tandis que les années 2023 et 2024, marquées par la multiplication des événements climatiques d'ampleur (tempêtes Ciarán, Domingo et Caetano notamment) ont entraîné une nette dégradation de ces deux mêmes indicateurs.

---

<sup>10</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie n°2021-13 du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT)

La corrélation entre la fréquence et l'intensité des événements climatiques et la qualité d'alimentation explique pour partie la moindre performance d'Enedis en 2024 par rapport aux objectifs fixés.



Dans la délibération relative au TURPE 7 HTA-BT d'Enedis, la CRE a reconduit la régulation incitative de la continuité d'alimentation, en adaptant le niveau des objectifs pour tenir compte, d'une part des niveaux de performance atteints par Enedis, d'autre part de l'intégration des données Linky. Le plafond global de l'incitation est fixé, pour la période, à +/- 91 M€.

- **Réseaux publics de transport d'électricité**

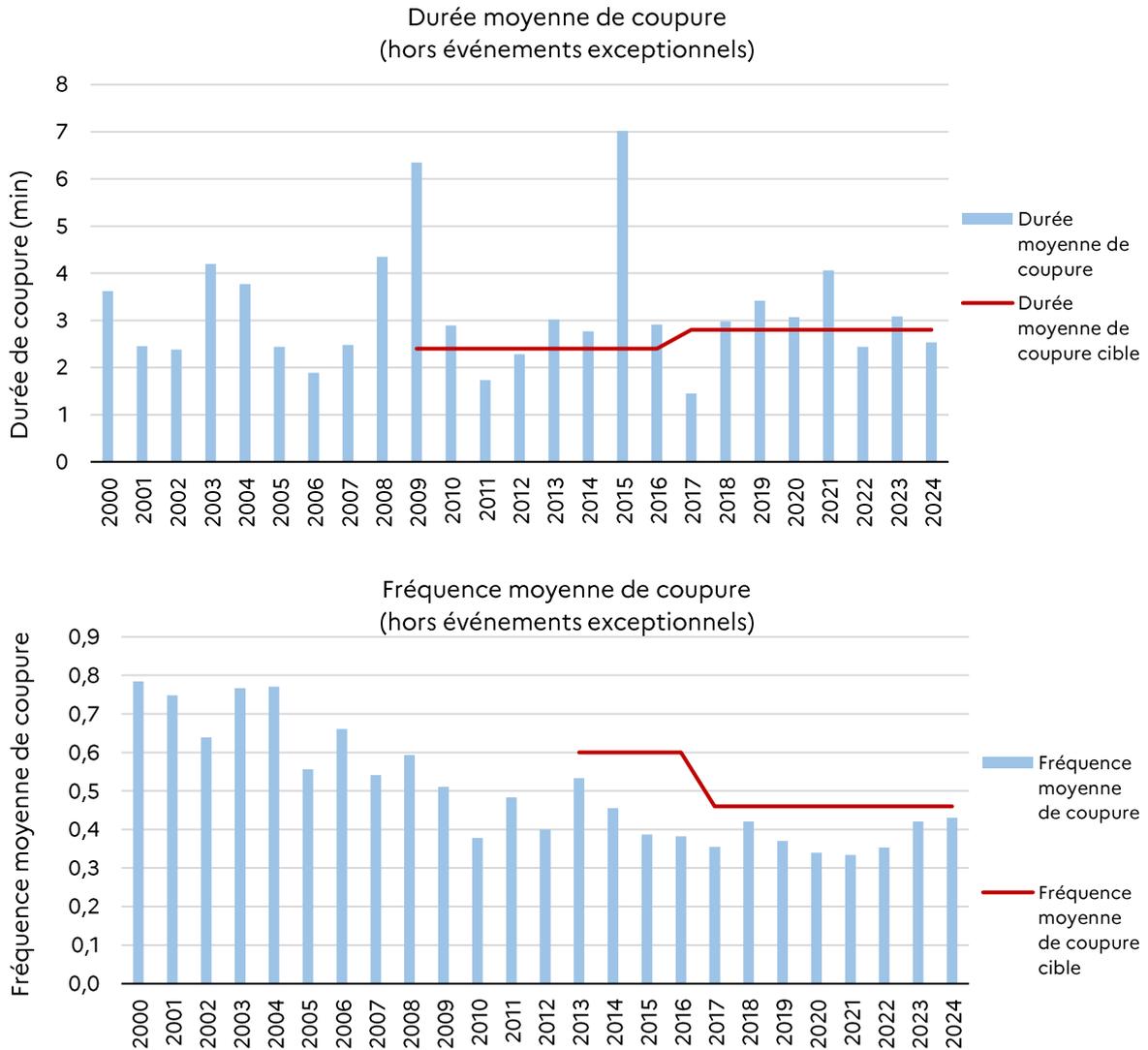
Sur le réseau public de transport, l'enjeu est particulièrement fort pour les consommateurs industriels, pour qui une alimentation de qualité insuffisante peut avoir des conséquences sur leur production ou leur outil industriel. La qualité d'électricité sur le réseau public de transport est suivie par RTE à travers deux indicateurs : la durée moyenne de coupure (TCE), et la fréquence moyenne de coupure (critère-F), hors événements exceptionnels.

Afin d'inciter RTE à améliorer le niveau de la qualité d'électricité sur le réseau public de transport en France, la CRE a mis en place un mécanisme de régulation incitative, depuis le TURPE 3 HTB pour la durée moyenne de coupure, et depuis le TURPE 4 HTB pour la fréquence moyenne de coupure. Ce mécanisme consiste à comparer les écarts entre les niveaux observés et des niveaux cibles pour chaque indicateur, et à valoriser ces écarts sous forme de primes ou de pénalités annuelles pour RTE.

Pour le TURPE 6 HTB<sup>11</sup>, les niveaux cibles ont été fixés à 2,8 min pour le TCE et 0,46 pour la fréquence de coupure, la force de l'incitation est valorisée à 75 % de l'Energie Non Distribuée et un plafond de la prime/pénalité de 45 M€ est appliqué, afin de couvrir l'opérateur de risques extrêmes.

L'évolution de ces deux indicateurs de qualité est présentée dans les graphiques ci-dessous :

<sup>11</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (TURPE 6 HTB)



Le TCE est assez volatil, tandis que le critère-F s’améliore globalement depuis 2013.

Le niveau atteint par RTE sur les dix dernières années a été en moyenne meilleur que l’objectif pour la fréquence moyenne de coupure et moins bon que l’objectif pour le temps de coupure équivalent. Dans sa délibération TURPE 7<sup>12</sup>, la CRE a ainsi fixé les deux objectifs au niveau de l’historique des dix dernières années. Pour la période du TURPE 7, le temps de coupure équivalent et la fréquence moyenne de coupure cibles sont fixés à, respectivement, 2,9 minutes/an et 0,38 coupure/an.

Compte tenu de la variabilité annuelle des indicateurs de qualité d’alimentation, la CRE a retenu, pour le TURPE 7 HTB, une incitation symétrique. Le plafond global de l’incitation est fixé, pour toute la période TURPE 7, à +/- 50 M€.

### 2.1.2.1.2. Le mécanisme de pénalité pour les coupures longues

Dans le cadre du TURPE 6 HTA-BT, la CRE a reconduit le mécanisme d’indemnisation des clients en cas de coupures longues. Ainsi, Enedis verse aux consommateurs une indemnisation par période de 5 heures d’interruption due à une défaillance des réseaux publics de distribution, y compris lors d’événements exceptionnels et de défaillance due au réseau public de transport. La pénalité versée aux consommateurs est forfaitaire, déclinée par niveau de tension et par tranche de 5 heures de coupure (dans le domaine de tension BT : 2 € HT par kVA pour une puissance souscrite inférieure ou égale à 36

<sup>12</sup> Délibération de la Commission de régulation de l’énergie du 13 mars 2025 portant décision sur le tarif d’utilisation des réseaux publics de transport d’électricité (TURPE 7 HTB)

kVA, 3,5 € HT par kVA pour une puissance souscrite supérieure à 36 kVA et dans le domaine de tension HTA : 3,5 € HT par kVA de puissance souscrite). Afin de prendre en compte les situations extrêmes, en cas de coupure de plus de 20 % de l'ensemble des consommateurs finals alimentés directement ou indirectement par le réseau public de transport, la pénalité susmentionnée ne sera pas versée aux consommateurs concernés. En 2024, les pénalités versées par Enedis aux clients résidentiels ont représenté un montant total de 87 M€.

Le versement de cette pénalité ne prive pas les consommateurs de la faculté de rechercher la responsabilité de leur gestionnaire de réseau public selon les voies de droit commun.

Afin de limiter leur exposition financière, les ELD et EDF SEI gardent la possibilité, en cas de coupure liée à un événement exceptionnel, de réduire les montants des pénalités applicables par rapport au montant des pénalités normales définies ci-dessus. Les montants des pénalités réduites applicables dans ces situations devront être proportionnels aux montants des pénalités normales et ne pourront être inférieurs à 10 % de ces montants. Les montants des pénalités normales resteront applicables pour les coupures autres que celles liées à un événement exceptionnel.

Enedis est couvert forfaitairement d'un montant de 75 M€/an. Au-delà d'un montant total de pénalités versées supérieures à 117 M€ Enedis est couvert au compte de régularisation des charges et des produits (« CRCP ») pour la partie des pénalités dépassant 117 M€.

Ce cadre de régulation et les niveaux d'incitation associés ont été reconduits dans le TURPE 7 HTA-BT d'Enedis.

En parallèle de l'incitation sur les deux indicateurs de qualité d'alimentation, la CRE a introduit depuis le TURPE 5 HTB, une disposition consistant à faire porter par RTE le coût des conséquences des coupures longues (supérieures à 5 heures) sur le réseau public de distribution issues du réseau public de transport. RTE doit rembourser aux gestionnaires de réseaux de distribution les indemnités versées par ces derniers à leurs clients.

Pour la période TURPE 7, ce dispositif prévoit une couverture par le TURPE HTB du remboursement de ces indemnités sur la base d'une trajectoire de 1,4 M€/an et une inclusion au compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) de la part des remboursements excédant 6,5 M€/an.

### 2.1.2.1.3. L'incitation à une meilleure qualité de service

- ***Pour les gestionnaires de réseaux de distribution***

Dans le cadre du TURPE 6, la CRE a introduit une régulation incitative sur trois axes d'amélioration de la qualité de service d'Enedis : (i) le traitement des raccordements, en particulier en introduisant un indicateur basé sur le délai moyen de réalisation des raccordements, (ii) la gestion de la relation client et (iii) la mise à disposition de données par l'opérateur. La délibération TURPE 7 actualise le cadre de régulation du TURPE 6 et introduit de nouveaux indicateurs permettant d'enrichir la régulation incitative à la qualité de service, notamment en lien avec les données Linky, tout en réhaussant les objectifs des indicateurs existants, notamment concernant les délais de raccordement

Concernant la continuité d'alimentation, la CRE a reconduit avec le TURPE 7, pour Enedis, des incitations financières sur la durée moyenne de coupure aux niveaux de tension BT et HTA, ainsi que sur les fréquences moyennes de coupure en HTA et en BT. Les objectifs fixés à Enedis sur ces indicateurs ont été modifiés pour tenir compte de la performance d'Enedis durant la période TURPE 6, mais également l'intégration de la nouvelle chaîne communicante Linky. De plus, afin de limiter le risque financier pour Enedis lié à la mise en place des quatre incitations susmentionnées, un plafond/plancher global des incitations financières (bonus/malus) supportées par l'opérateur a été fixé, en TURPE 6, à  $\pm 83$  M€ pour neutraliser l'impact des performances extrêmes qui se produisent moins de 1 % du temps. Celui-ci a été réhaussé de 10% en TURPE 7. La CRE incite aussi les ELD desservant plus de 100 000 utilisateurs et EDF SEI à mettre en place les indicateurs suivis par Enedis. Jusqu'au 31 décembre 2019, la définition d'un événement exceptionnel utilisée pour EDF SEI était la même que celle utilisée par

Enedis. À partir de 2020 celle-ci est modifiée pour être en adéquation avec les spécificités de son territoire de desserte<sup>13</sup>.

De plus, pour les ELD ayant fait le choix d'opter pour une péréquation de leurs coûts d'exploitation établie à partir de l'analyse de leurs comptes, la CRE a instauré des incitations financières inspirées de celles d'Enedis et adaptées aux caractéristiques spécifiques de leur réseau. Ainsi, ces cadres ont été fixés pour la période 2022-2025 pour les GRD EDF SEI, Gérédis, EDM et EEWf.

Le TURPE 7 a mis en place de nouveaux indicateurs de régulation incitative de la mise à disposition des données, visant à s'assurer que les possibilités des compteurs communicants déployés par Enedis sont effectivement exploitées pour offrir la meilleure qualité de service aux utilisateurs. Les nouveaux indicateurs incités financièrement concernent :

- la complétude des courbes de charge pour le marché d'affaire ;
- la complétude des courbes de charge pour le marché de masse ;
- la qualité des courbes de charge ;
- la publication des courbes de charge de postes sources en open data.

Par ailleurs, le TURPE 7 introduit ces nouveaux indicateurs relatifs aux données, suivis sans incitation financière :

- traitement des tickets sur les données (SGE) ;
- traitement des tickets sur les Open data ;
- mise à disposition des tiers des données statiques du compteur.

La performance d'Enedis sur l'année 2024 est contrastée et entraîne un malus global de -19,8 M€ sur la globalité des régulations incitatives relatives à la qualité de service, celles-ci se décomposent entre les indicateurs relatifs à la qualité de service, les indicateurs spécifiques au projet de comptage évolué Linky et les indicateurs relatifs à la mise à disposition des données.

Les indicateurs relatifs à la qualité de service portent sur les différentes missions d'Enedis, avec principalement des indicateurs sur la gestion des raccordements, le traitement des réclamations et la gestion de la relation fournisseurs. Sur ces indicateurs Enedis supporte un malus de -15,2 M€ qui est principalement dû à une mauvaise performance sur l'indicateur mesurant le délai moyen de réalisation des raccordements par Enedis. Cet indicateur mesure les délais de réalisation des raccordements sur plusieurs catégories de raccordements, les délais réalisés d'Enedis sont plus longs que les objectifs sur l'ensemble de ces catégories. Sur cet indicateur Enedis supporte un malus de -19 M€. Ce malus est toutefois compensé par de bonnes performances sur les indicateurs relatifs à la relation fournisseurs, au délai de traitement des réclamations ainsi qu'aux indicateurs relatifs à la fiabilité du bilan électrique.

La régulation incitative spécifique au projet Linky, comme la régulation sur la mise à disposition des données, sont majoritairement asymétriques et entraînent majoritairement des malus pour Enedis. Sur la régulation spécifique au projet Linky, la performance d'Enedis est en amélioration par rapport à 2023 mais n'atteint pas les objectifs fixés. En particulier Enedis est en-dessous, mais proche, de l'objectif sur le "taux de publication par Ginko des index réels mensuels". Enedis est au-dessus de l'objectif fixé pour l'indicateur « taux de compteurs Linky sans index télé-relevé au cours des deux derniers mois ».

Pour la régulation incitative de la mise à disposition des données, Enedis dépasse les objectifs fixés pour l'ensemble des indicateurs et bénéficie à ce titre d'un bonus de 1,2 M€. La performance d'Enedis est stable ou en amélioration sur l'ensemble des indicateurs.

- **Pour le gestionnaire du réseau de transport**

Pour la période du TURPE 7 HTB, la qualité de service (en dehors de la régulation incitative sur le raccordement) de RTE est suivie au travers seize indicateurs :

- Comptage :

---

<sup>13</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie n°2019-301 du 19 décembre 2019 portant décision de modification de la délibération du 22 mars 2018 sur les niveaux de dotation au titre du fonds de péréquation de l'électricité (FPE) pour EDF SEI au titre des années 2018 à 2021 et sur le cadre de régulation associé

- suivi du respect des délais d'intervention de dépannage sur compteurs ;
- Réclamations :
  - suivi du taux de traitement des réclamations sous 30 jours.
- Qualité de l'onde de tension :
  - suivi de la durée moyenne de dépassement de la tension maximale, par niveau de tension ;
  - suivi de la fréquence moyenne des tensions se situant dans la plage exceptionnelle haute de tension, par niveau de tension ;
- Continuité d'alimentation :
  - suivi du respect des engagements contractuels du CART relatifs à la qualité d'électricité ;
  - suivi du respect des dates et de la durée des travaux planifiés par RTE sur le réseau public de transport pour les clients industriels ;
  - suivi de l'Energie Non Evacuée par les producteurs due aux activités de RTE sur le réseau public de transport ;
  - suivi de la fréquence annuelle de coupure des producteurs.
- Données :
  - suivi de la qualité du Niveau de Capacité Effectif (NCE) au titre du mécanisme de capacité (écart entre le NCE définitif et le NCE estimé) ;
  - suivi de la qualité de l'obligation de capacité transmise aux acteurs au titre du mécanisme de capacité (écart entre l'obligation définitive et l'obligation estimée) ;
  - suivi du taux de respect des délais de transmission du contrat de certification à l'Exploitant de Capacité (EDC) ;
  - suivi du taux de disponibilité de la plateforme Portail Services de RTE.
- Equilibrage :
  - suivi du délai de certification moyen pour la réserve secondaire
  - suivi de la qualité des prévisions de consommation et de production renouvelable terrestre en J-1 ;
  - suivi de la qualité des prévisions de consommation et de production renouvelable terrestre en entrée de la fenêtre opérationnelle ;
  - suivi du volume des contre-ajustements effectués par RTE sur les activations pour cause marges et les activations de réserve tertiaire.

Parmi ces seize indicateurs, deux sont incités financièrement : le taux de disponibilité de la plateforme Portail Services de RTE, ainsi que la qualité des prévisions de consommation et de production renouvelable terrestre en entrée de la fenêtre opérationnelle.

Face à la forte hausse des demandes de raccordement constatée ces dernières années, en lien avec l'intégration des énergies renouvelables et les projets de décarbonation de l'industrie, la CRE a décidé, dans le TURPE 7, de renforcer la régulation incitative sur les raccordements.

La délibération du 5 janvier 2023<sup>14</sup> avait déjà introduit une incitation financière sur le taux de transmission des PTF dans les délais. Pour TURPE 7, la CRE a décidé de maintenir cette incitation, en adaptant les cibles, et d'introduire une incitation financière sur trois nouveaux indicateurs :

- nombre d'études exploratoires remises dans un délai supérieur à 12 semaines ;
- taux de respect des délais inscrits dans la convention de raccordement ;

- capacité créée dans le cadre des S3REnR.

La CRE a également étoffé la régulation incitative sur les raccordements en augmentant le nombre d'indicateurs suivis. Ainsi, pour le TURPE 7, la performance de RTE sur les raccordements est suivie via les dix indicateurs suivants :

- Délais et coûts de raccordement :
  - Taux de respect des délais inscrits dans la PTF ;
  - Taux de respect des coûts inscrits dans la convention de raccordement ;
  - Taux de respect des coûts inscrits dans la PTF (+/-15 %) ;
  - Délais moyens de raccordement entre la signature de la convention de raccordement et la mise à disposition du raccordement ;
  - Délais moyens de raccordement entre la signature de la PTF et la mise à disposition du raccordement.
- Délais de transmission des études préalables au raccordement :
  - Délai moyen de remise des études d'insertion ;
  - Nombre de PTF transmises dans un délai supérieur à 6 mois ;
  - Délai moyen de remise des études exploratoires.
- Outil de visualisation Caparéseau :
  - Nombre de réclamations sur la plateforme Caparéseau ;
  - Taux de traitement des réclamations de la plateforme Caparéseau.

### 2.1.2.2. Le système de comptage évolué d'Enedis

Le projet Linky a consisté à remplacer le parc de compteurs du marché de masse (BT  $\leq 36$  kVA) par des compteurs évolués. Débuté fin 2015, le déploiement massif par Enedis s'est achevé fin 2021, avec la pose de 34,3 millions de compteurs Linky, soit plus de 90 % du territoire de desserte d'Enedis. En novembre 2021, la CRE a présenté le bilan de ce déploiement. Respect du calendrier malgré la crise sanitaire, performance du système de comptage évolué, coût final du projet (4 Md€), inférieur de près de 700 M€ au budget initial : les promesses en termes de déploiement ont été tenues.

A ce jour, près de 37,4 millions de compteurs ont été posés sur la zone de desserte d'Enedis (soit 96,5 % du total).

Le déploiement a permis de rendre plusieurs actes d'Enedis téléopérables, et ainsi d'en réduire leurs tarifs, au bénéfice des consommateurs.

### 2.1.2.3. Le raccordement et l'accès aux réseaux publics d'électricité

#### 2.1.2.3.1. Les délais de raccordement

L'article L. 342-8 du code de l'énergie précise les délais maximaux de raccordement pour les installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable, les délais maximaux pour les autres types de raccordement n'étant pas mentionnés dans la loi.

Il est précisé que dans le cas d'une installation d'une puissance installée inférieure ou égale à 3 kVA, le délai de raccordement ne peut excéder un mois à compter de l'acceptation de la convention de raccordement par le demandeur. Des indemnités, précisées à l'article R. 342-3 du code de l'énergie, sont prévues pour le demandeur du raccordement en cas de dépassement de ce délai. Il s'agit d'une pénalité de 50 € en cas de dépassement du délai de deux mois, et le cas échéant, à 50 € par mois complet supplémentaire.

L'article L. 342-8 du code de l'énergie prévoit également un délai de raccordement maximal de 12 mois pour les installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable de puissance supérieure à 3 kVA. Un décret concernant les dérogations à ces 12 mois de délai de raccordement (les cas pour lesquels le délai de dix-huit mois peut être suspendu et/ou prorogé) a été publié le 1<sup>er</sup> avril 2016 sans que la CRE n'ait été saisie pour avis.

Le décret n°2016-1316 du 5 octobre 2016 fixant le barème des indemnités dues en cas de dépassement du délai de raccordement d'une installation de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable d'une puissance installée supérieure à 3 kVA, pour lequel la CRE a rendu un avis favorable

sous réserve de la prise en compte de certaines modifications le 14 septembre 2016<sup>15</sup>, fixe les indemnités dues par le gestionnaire de réseau dans le cas où le délai de raccordement de dix-huit mois est dépassé. Les indemnités se présentent sous la forme d'un pourcentage du coût de raccordement par semaine de retard. Elles sont différenciées selon le domaine de tension du raccordement (domaines HTB3/HTB2, HTB1, HTA et BT). Les installations de production raccordées sur des domaines de tensions plus basses bénéficient d'un taux d'indemnité plus important que pour les raccordements effectués en tensions plus élevées.

La loi du 24 février 2017 a modifié les dispositions législatives concernant les coûts que couvrent le TURPE et a introduit une spécificité pour le raccordement des installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable en mer. En effet, l'article L. 341-2 du code de l'énergie prévoit désormais que ces coûts comprennent notamment : « 4° Les indemnités versées aux producteurs d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable en mer en cas de dépassement du délai de raccordement prévu par la convention de raccordement ou, à défaut, par l'article L. 342-8, [...] lorsque la cause du retard n'est pas imputable au gestionnaire du réseau concerné mais résulte de la réalisation d'un risque que celui-ci assume aux termes de la convention de raccordement. Lorsque la cause du retard est imputable au gestionnaire de réseau, ce dernier est redevable d'une part de ces indemnités, dans la limite d'un pourcentage et d'un plafond sur l'ensemble des installations par année civile, fixés par arrêté du ministre chargé de l'énergie, après avis de la Commission de régulation de l'énergie. ».

Un décret en Conseil d'Etat mentionné du 26 avril 2017 fixe le barème d'indemnisation en cas de dépassement du délai de raccordement au réseau de transport d'une installation de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable en mer. La CRE a rendu un avis sur ce décret le 9 mars 2017<sup>16</sup>. L'arrêté fixant le barème et le plafond du montant des indemnités visées au 4° de l'article L. 341-2 du code de l'énergie, restant à la charge du gestionnaire de réseau a été adopté le 10 novembre 2017 (et publié au JORF le 22 novembre 2017). La CRE a rendu un avis sur cet arrêté le 5 octobre 2017<sup>17</sup>. Par ailleurs, l'article L. 342-10 du code de l'énergie prévoit que « les avaries ou dysfonctionnements des ouvrages de raccordement des installations de production en mer entraînant une limitation partielle ou totale de la production d'électricité à partir d'énergie renouvelable donnent lieu au versement d'indemnités au producteur par le gestionnaire de réseau, sauf exception prévue par un décret pris après avis de la Commission de régulation de l'énergie. Les modalités d'application du présent article sont précisées par le même décret. »

Le décret mentionné est celui du 30 mars 2018 fixant le barème d'indemnisation en cas de dépassement du délai de raccordement au réseau public de transport d'électricité d'une installation de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable implantées en mer dont le coût est supporté par le gestionnaire de réseau et en cas d'avarie ou de dysfonctionnement affectant la partie terrestre ou maritime des ouvrages de raccordement des installations de production en mer. Il a été mis à jour par le décret n°2022-315 du 3 mars 2022 sur lequel la CRE a rendu un avis le 9 décembre 2021<sup>18</sup>.

L'article L. 341-2 du code de l'énergie prévoit quant à lui que le TURPE couvre les indemnités versées aux producteurs d'électricité en application de l'article L. 342-10 et que « lorsque la cause du retard ou de la limitation de la production du fait d'une avarie ou d'un dysfonctionnement des ouvrages de raccordement des installations de production en mer est imputable au gestionnaire de réseau, ce dernier est redevable d'une partie de ces indemnités, dans la limite d'un pourcentage et d'un montant en valeur absolue calculés sur l'ensemble des installations par année civile, fixés par arrêté du ministre chargé de l'énergie pris après avis de la Commission de régulation de l'énergie ».

---

<sup>15</sup> [Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 14 septembre 2016 portant avis sur le projet de décret relatif aux indemnités dues en cas de dépassement du délai de raccordement d'une installation de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable d'une puissance installée supérieure à trois kilovoltampères](#)

<sup>16</sup> [Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 9 mars 2017 portant avis sur le projet de décret relatif aux indemnités dues en cas de dépassement du délai de raccordement d'une installation de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable en mer.](#)

<sup>17</sup> [Délibération de la Commission de régulation de l'énergie n°2017-226 du 5 octobre 2017 portant avis sur le projet d'arrêté fixant le barème et le plafond du montant des indemnités visées au 4° de l'article L. 341-2 du code de l'énergie, restant à la charge du gestionnaire de réseau](#)

<sup>18</sup> [Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 9 décembre 2021 portant avis sur le projet de décret modifiant les dispositions relatives aux indemnités dues en cas de dépassement du délai de raccordement ou d'avarie des ouvrages de raccordement d'une installation de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable en mer](#)

La loi n°2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience<sup>19</sup> a introduit un dispositif de préfinancement par les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) lorsque le propriétaire ou le syndicat de copropriété fait appel au gestionnaire de réseau de distribution (GRD) d'électricité pour l'installation d'infrastructures collectives relevant du réseau public d'électricité permettant l'installation ultérieure de points de recharge pour les véhicules électriques, appelées également colonnes horizontales. Ce dispositif permet le report de la facturation de la contribution normalement due par la copropriété au titre de l'ouvrage collectif sur les seuls utilisateurs demandant leur raccordement à cet ouvrage collectif par un branchement individuel via une quote-part de la contribution totale.

Le décret n° 2022-1249 du 21 septembre 2022, codifié aux articles D. 353-12 et suivants du code de l'énergie et aux articles D. 342-4-14 et suivants du même code, prévoit des indemnités de retard applicables dans le cadre de la solution préfinancée. Au-delà du délai le plus court entre (i) le délai mentionné au premier alinéa de l'article L. 342-3-1 du code de l'énergie, soit un délai de 6 mois à compter de la date d'acceptation par le demandeur de la convention de raccordement et (ii) le délai précisé par la convention de raccordement, le GRD est tenu de verser au propriétaire ou au syndicat des copropriétaires une indemnité de 0,55 % du coût total HT de l'infrastructure collective par semaine calendaire de dépassement. La CRE a rendu le 19 mai 2022 un avis<sup>20</sup> favorable sur ce décret. Par sa délibération du 21 juin 2023<sup>21</sup>, la CRE a étendu ce dispositif aux installations raccordées en dehors de la solution préfinancée, afin que les GRD supportent une incitation cohérente, quelle que soit la solution de raccordement retenue par la copropriété

La CRE a mis en place dans la délibération TURPE 6 une régulation incitative sur les délais de réalisation des travaux de raccordement. Ce délai est calculé entre l'accord du client sur le devis proposé par Enedis et la facturation à l'issue des travaux de raccordement. Les objectifs de délais de raccordement pour chaque catégorie suivent une trajectoire régulière à la baisse afin d'atteindre, à la fin de la période du TURPE 6, un niveau cohérent avec les délais observés en 2015-2016 et atteignable par Enedis sur la période du TURPE 6. Ces trajectoires envisagent une baisse moyenne de près de 30 % du délai moyen de raccordement à la fin de la période du TURPE 6 par rapport au réalisé de l'année 2019. Un indicateur similaire a été mis en place pour certaines ELD, notamment EDF SEI, Gérédis et EDM.

Les indicateurs de raccordement d'Enedis sont en dégradation entre 2023 et 2024, à l'exception de l'indicateur concernant les raccordements en soutirage en HTA.

Indicateur de raccordement (jours)	Résultat 2023	Résultat 2024		Incitation (M€)	Tendance
		Obj.	Rés.		
Raccordements individuels en soutirage BT < 36 kVA sans extension	66	56	68	-5,0	La performance se détériore légèrement entre 2023 et 2024. Toutefois, la performance est en amélioration sur la période TURPE 6.
Raccordements individuels en soutirage BT < 36 kVA avec extension	152	121	165	-2,0	La performance se détériore entre 2023 et 2024 et reste stable sur la période TURPE 6.
Raccordements en soutirage BT > 36 kVA avec et sans extension	147	131	154	-2,0	La performance se détériore entre 2023 et 2024. La performance s'est également dégradée sur la période TURPE 6.

<sup>19</sup> Loi n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets

<sup>20</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 19 mai 2022 portant avis sur le projet de décret relatif à la mise en place d'un dispositif de préfinancement par le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité des infrastructures collectives de recharge dans les immeubles collectifs à usage principal d'habitation

<sup>21</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie n° 2023-167 du 21 juin 2023 portant décision sur la mise en place d'indemnités versées par les gestionnaires de réseaux publics de distribution d'électricité en cas de retard pour le raccordement des infrastructures de recharge de véhicule électrique dans les immeubles collectifs à usage principal d'habitation non concernées par l'article L. 353-12 du code de l'énergie

Raccordements collectifs	201	160	208	-2,5	La performance se détériore légèrement entre 2023 et 2024. Toutefois, la performance est en amélioration sur la période TURPE 6.
Raccordements en soutirage en HTA	247	145	232	-5,0	La performance s'améliore entre 2023 et 2024. Toutefois, la performance s'est dégradée sur la période TURPE 6.
Raccordement producteurs BT > 36 kVA et HTA	279	150	312	-2,5	La performance se détériore entre 2023 et 2024. La performance s'est également dégradée sur la période TURPE 6.

Sur l'exercice 2024, la CRE observe une dégradation en tendance sur les délais de réalisation des travaux de raccordement des clients individuels en soutirage BT  $\leq$  36 kVA avec et sans extension avec une augmentation respective du délai de raccordement de 3 % et 9 % entre 2023 et 2024. Cette détérioration ne suit pas la tendance à l'inflexion de ces délais depuis 2019 à la baisse. Par ailleurs, Enedis a également détérioré son résultat de 3 % concernant ses délais de réalisation des raccordements collectifs entre 2023 et 2024. Les résultats annuels sont très éloignés des objectifs fixés.

S'agissant des travaux réalisés pour les utilisateurs individuels sur des niveaux de tension supérieurs (BT > 36 kVA et HTA), la performance d'Enedis sur les affaires BT > 36 kVA avec ou sans extension s'est légèrement dégradée, atteignant 154 jours en 2024. En revanche, elle s'est nettement améliorée pour les consommateurs en soutirage HTA pour atteindre 232 jours en moyenne en 2024, soit une diminution de 6 % des délais de réalisation des travaux par rapport à 2023.

S'agissant des raccordements des producteurs BT > 36 kVA et HTA, l'augmentation du nombre de raccordements réalisés s'est poursuivie en 2024 avec une augmentation de 57 % par rapport à 2023. Comme en 2022 et 2023, les délais de raccordement dérivent dans une proportion très supérieure : le délai de réalisation des travaux de raccordement atteint 312 jours en 2024 pour un objectif de 150 jours, soit des délais supérieurs de 108 % aux objectifs. La CRE considère que le raccordement de ces sites dans les meilleurs délais est un enjeu primordial de l'activité d'Enedis et du mix énergétique français : elle considère qu'Enedis doit tout mettre en œuvre pour adapter son organisation pour répondre à l'évolution des demandes de raccordement.

Ces performances génèrent globalement un malus important pour Enedis, plafonné à -19 M€.

Dans ce cadre, le TURPE 7 HTA-BT, qui accorde des moyens supplémentaires à Enedis, prévoit également des incitations renforcées dans les domaines suivants :

- réduction des délais de remise des études préalables au raccordement couplé au dispositif de respect des délais d'envoi des propositions techniques et financières ;
- réduction des délais de raccordement : pour les indicateurs sur lesquels Enedis s'est amélioré sur la période TURPE 6, Enedis doit poursuivre une trajectoire d'amélioration. Pour ceux ayant subi une dégradation, Enedis devra améliorer sa performance pour revenir progressivement à la performance atteinte en 2019 ;
- amélioration de la transparence sur le raccordement par la publication par Enedis d'un rapport annuel sur sa performance en matière de raccordement ;
- augmentation de la force des incitations sur les principaux indicateurs d'Enedis relatifs au raccordement.

La hausse des plafonds de bonus et malus est supérieure à l'évolution du revenu autorisé, du fait de l'enjeu majeur que représente la réduction des délais de raccordement. Les plafonds des bonus sont fixés au même niveau que ceux des malus afin d'inciter Enedis à réduire davantage ces délais de raccordement. Ainsi, les plafonds financiers de la régulation incitative du raccordement sont augmentés, à  $\pm 52$  M€/an. Une attention particulière est portée aux délais de raccordement pour la recharge de véhicules électriques en habitat collectif, avec l'ajout d'une régulation incitative dédiée.

### 2.1.2.3.2. La mutualisation du raccordement des consommateurs et des distributeurs au réseau public de transport

L'article 32 de la loi APER a ajouté l'article L. 342-7-2 du code de l'énergie qui permet à RTE, après autorisation de la CRE, de réaliser des travaux de raccordement au-delà de ceux de l'installation de consommation concernée pour anticiper les raccordements futurs. La CRE fixe les conditions dans lesquelles le GRT peut réaliser ces investissements tout en garantissant leur pertinence technico-économique. Les consommateurs et les GRD bénéficiant de cette anticipation de travaux sont redevables d'une quote-part des coûts. La CRE détermine la quote-part des coûts de l'ouvrage qui ne sera exigible que dans un délai qui sera fixé par la CRE.

L'ordonnance n° 2023-816 du 23 août 2023 relative au raccordement et à l'accès aux réseaux publics d'électricité a notamment scindé l'article L. 342-7-2 en deux articles renumérotés L. 342-2 et L. 342-18 :

- le premier permet à RTE d'anticiper des travaux de raccordement et à la CRE de définir les conditions destinées à assurer la pertinence technique et économique des investissements à réaliser ;
- Le second encadre la quote-part et prévoit un décret d'application (à prendre après avis de la CRE).

Dans l'intervalle de la publication du décret pris pour l'application de l'article 32 de la loi APER, RTE a reçu de nombreuses demandes de raccordement concentrées sur certaines zones (Dunkerque, Fos-sur-Mer, Le Havre etc.). Des projets de mutualisation des infrastructures ont été étudiés dans ces zones. Les résultats de ces études ont été communiqués à la CRE afin de recueillir son approbation par courrier.

Le décret n° 2024-524 du 7 juin 2024 d'application de l'article L. 342-18 du code de l'énergie, a été publié le 9 juin (la CRE a rendu son avis le 26 avril 2024). Ce décret définit, d'une part, la partie mutualisée de l'extension et encadre, d'autre part, la procédure d'autorisation de la mutualisation ainsi que d'établissement de la quote-part associée en ajoutant les articles D.342-25 à D. 342-27 au code de l'énergie.

La CRE a défini le cadre de mutualisation par sa délibération du 7 novembre 2024<sup>22</sup> après une consultation public réalisée du 17 juillet au 16 septembre 2024.

Dans ce cadre, le 5 décembre 2024<sup>23</sup>, la CRE a décidé d'autoriser RTE à anticiper et mutualiser un ensemble d'ouvrages de raccordement de la zone de « Loire-Estuaire », déterminé la quote-part dont seront exigibles les demandeurs de raccordement concernés et précisé les modalités d'application de cette quote-part.

### 2.1.2.3.3. Raccordement d'Installations de consommation dans le domaine de tension HTB3 sur des sites propices préalablement identifiés

Conformément à la stratégie de réindustrialisation du pays et dans une démarche d'attractivité vis-à-vis des industries électro-intensives et des acteurs du digital (par exemple les datacenters), le raccordement accéléré de certains projets au réseau électrique est un facteur clé de la politique industrielle et de la compétitivité française.

Dans ce contexte et en application des dispositions de l'article 13 du cahier des charges du réseau de transport<sup>24</sup>, la CRE a approuvé le 7 mai 2025<sup>25</sup> la création de cette nouvelle procédure, dite « fast

---

<sup>22</sup> [Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 7 novembre 2024 portant décision sur les conditions d'approbation, le contenu et l'élaboration des demandes de mutualisation des raccordements des consommateurs et des gestionnaires de réseaux de distribution au réseau public de transport](#)

<sup>23</sup> [Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 5 décembre 2024 portant décision sur l'anticipation et la mutualisation des raccordements des consommateurs et des gestionnaires de réseaux publics de distribution au réseau public de transport d'électricité dans la zone Loire-Estuaire](#)

<sup>24</sup> Annexe au troisième avenant en date du 30 octobre 2008 à la convention du 27 novembre 1958 portant concession à la société Réseau de Transport d'Électricité du réseau public de transport d'électricité.

<sup>25</sup> [Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 7 mai 2025 portant approbation de la procédure de traitement des demandes de raccordement au réseau public de transport d'électricité d'installations de consommation dans le domaine de tension HTB3 sur des sites propices préalablement identifiés](#)

track », qui permet d'accélérer le raccordement, à horizon 2028-2029, des consommateurs de très forte puissance (entre 400 MW et 1 GW) au réseau très haute tension (400 kV) de RTE.

Sur des sites préalablement identifiés par l'Etat, cette procédure offre aux porteurs de projets la possibilité de demander un raccordement accéléré et sans limitation à la capacité du réseau. Elle concerne des projets faisant la démonstration de perspectives de réalisation avérées.

Les projets bénéficiaires recevront une offre de raccordement reflétant les coûts supplémentaires liés à ce type d'offre et intégrant un parcours client ad hoc notamment en matière d'échéancier de paiement et de fourniture de justificatifs administratifs.

Cette procédure a été adoptée à l'issue d'une concertation menée par RTE dans le cadre du Comité des utilisateurs du réseau public de transport d'électricité (CURTE).

Dans un second temps, la CRE approuvera le projet de modèle de convention de raccordement qui sera proposé par RTE.

### **2.1.2.3.4. Incitation au bon dimensionnement des demandes de raccordement**

Dans un contexte de décarbonation et de transition énergétique, les gestionnaires de réseaux font face à une forte hausse des demandes de raccordements en moyenne et haute tension. Ces demandes nécessitent des développements conséquents des réseaux d'électricité.

Les gestionnaires de réseau constatent aujourd'hui que la grande majorité des installations de consommation en moyenne et haute tension ont une puissance de raccordement en soutirage nettement supérieure à leurs besoins effectifs. Les règles d'accès au réseau n'incitent pas suffisamment les consommateurs à dimensionner de manière optimale leur puissance de raccordement. Cette situation est problématique dans le contexte de raréfaction des capacités de réseau disponibles.

Face à ce constat, l'article L. 342-24 du code de l'énergie a introduit un dispositif visant à modifier les puissances de raccordement non utilisées afin d'optimiser le dimensionnement du réseau. La CRE est compétente pour déterminer les modalités d'évolution de la puissance de raccordement et les éventuelles indemnités auxquelles un utilisateur peut prétendre.

La CRE a défini dans sa délibération de décembre 2024<sup>26</sup> ces modalités en s'appuyant sur les réponses reçues à ses deux consultations publiques organisées en avril et juillet 2024. Les modalités retenues incitent les utilisateurs à dimensionner au mieux leur puissance de raccordement en soutirage. La CRE assouplit le dispositif par rapport aux propositions formulées dans les consultations publiques au bénéfice, notamment, des acteurs ayant une dynamique de développement.

Les modalités définies par la CRE entreront en vigueur le 1er août 2025. D'ici là, les gestionnaires de réseau préciseront les règles détaillées de mise en œuvre de cette réforme après des concertations relatives à l'évolution de leur documentation technique de référence.

### **2.1.2.3.5. Les tarifs de raccordement aux réseaux publics d'électricité**

- **Les principes généraux**

Les articles L. 341-2 et L. 342-12 du code de l'énergie disposent que les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité couvrent une partie des coûts de raccordement à ces réseaux, l'autre partie pouvant faire l'objet d'une contribution versée au maître d'ouvrage des travaux de raccordement.

La loi du 24 février 2017 a modifié l'article L. 341-2 du code de l'énergie qui prévoyait depuis 2010 que dans le cas du raccordement d'une installation de production, le demandeur du raccordement est redevable d'une contribution couvrant intégralement les coûts du branchement et de l'extension. La loi prévoit désormais que, comme pour le raccordement d'une installation de consommation, le TURPE couvre une partie des coûts de raccordement d'une installation de production à partir de sources d'énergie renouvelable. Cette possibilité est limitée au raccordement sur le réseau public de distribution, et peut être différenciée selon les niveaux de puissance. L'arrêté du 30 novembre 2017 fixe les taux de cette participation par le TURPE (taux de réfaction). La CRE a rendu un avis défavorable au projet

---

<sup>26</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 18 décembre 2024 portant décision sur les modalités d'évolution de la puissance de raccordement électrique en soutirage des installations et les modalités d'indemnisation

d'arrêté qui lui avait été soumis concernant les taux de réfaction pour le raccordement d'installation de production à partir de sources d'énergie renouvelable le 13 avril 2017<sup>27</sup>.

L'arrêté du 30 novembre 2017 a été modifié par l'arrêté du 22 mars 2022 sur lequel la CRE a rendu un avis le 16 décembre 2021<sup>28</sup>.

La loi n°2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets a modifié l'article L. 341-2 du code de l'énergie pour permettre la mise en place :

- d'un taux de réfaction pouvant aller jusqu'à 60 % pour les producteurs renouvelables d'une puissance inférieure à 500 kW; et
- d'un taux de réfaction pouvant aller jusqu'à 80 % des coûts de remplacement ou d'adaptation d'ouvrages existants ou de création de canalisations en parallèle à des canalisations existantes afin d'en éviter le remplacement, rendus nécessaires par les évolutions des besoins de consommateurs raccordés en basse tension pour des puissances inférieures ou égales à 36 kilovoltampères liées à des opérations concourant à l'atteinte des objectifs fixés à l'article L. 100-4 définies par décret. Le décret du 9 mai 2022 a porté le niveau de prise en charge à 80 % pour les pompes à chaleur et les infrastructures de recharge de véhicule électrique d'une puissance inférieure à 10 kW. La CRE a rendu un avis<sup>29</sup> défavorable sur le taux de réfaction pour les IRVE et un avis favorable pour celui des PAC.

La loi du 24 décembre 2019 d'orientation des mobilités (dite « LOM »)<sup>30</sup> modifiée prévoit que : « Par dérogation à l'avant-dernier alinéa du 3° de l'article L. 341-2 du code de l'énergie, pour les demandes de raccordement adressées au maître d'ouvrage concerné entre la publication de la présente loi et le 30 juin 2022, le maximum de la prise en charge est fixé à 75 % pour le raccordement aux réseaux publics de distribution d'électricité des infrastructures de recharge de véhicules électriques et hybrides rechargeables ouvertes au public ». Il prévoit également que les IRVE installées sur les aires de service des routes express et des autoroutes bénéficient également de ce taux de réfaction lorsque leur demande de raccordement est adressée au maître d'ouvrage avant le 31 décembre 2025. L'arrêté du 6 février 2023<sup>31</sup>, précise les modalités d'application de la réfaction de 75 % pour les IRVE ouvertes au public. La CRE a émis un avis favorable sur cet arrêté car elle considère qu'un tel taux se justifie dans la phase de démarrage de la filière de la mobilité électrique. En revanche, la CRE a recommandé que ce taux de réfaction exceptionnel ne soit pas reconduit au-delà du 31 décembre 2025.

- **Le raccordement aux réseaux de distribution**

En application de l'article L. 342-8 du code de l'énergie, lorsque le gestionnaire du réseau public de distribution est maître d'ouvrage de raccordement, les principes de calcul de la contribution qui lui est due au titre de la part des coûts de raccordement non couverte par le TURPE sont arrêtés par l'autorité administrative (les ministres chargés de l'économie et de l'énergie) sur proposition de la CRE, et peuvent prendre la forme de barèmes (cf. §2.1.2.3.c du rapport annuel à la Commission européenne relatif aux principaux développements des marchés français de l'électricité et du gaz naturel en 2015 et au premier semestre 2016).

Après de nombreux échanges avec différents gestionnaires de réseaux de distribution en 2016 et 2017, la CRE a lancé une large consultation publique sur les conditions financières et techniques des raccordements aux réseaux d'électricité. La CRE présentait trois projets d'arrêtés et un appel à contribution :

---

<sup>27</sup> [Délibération de la CRE du 13 avril 2017 portant avis sur le projet d'arrêté relatif à la prise en charge des coûts de raccordements au réseau public d'électricité, en application de l'article L. 341-2 du code de l'énergie](#)

<sup>28</sup> [Délibération de la CRE du 16 décembre 2021 portant avis sur le projet d'arrêté modifiant l'arrêté du 30 novembre 2017 relatif à la prise en charge des coûts de raccordements aux réseaux publics d'électricité, en application de l'article L. 341-2 du code de l'énergie](#)

<sup>29</sup> [Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 21 avril 2022 portant avis sur le projet de décret relatif au niveau de la prise en charge par le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité pour les travaux rendus nécessaires par les évolutions des besoins de consommateurs raccordés en basse tension pour des puissances inférieures ou égales à 36 kilovoltampères](#)

<sup>30</sup> [LOI n° 2019-1428 du 24 décembre 2019 d'orientation des mobilités \(1\)](#)

<sup>31</sup> [Arrêté du 6 février 2023 relatif à la prise en charge par le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité du raccordement aux réseaux publics d'électricité des infrastructures de recharge de véhicules électriques et hybrides rechargeables ouvertes au public qui s'inscrivent dans un schéma directeur de développement des infrastructures de recharge](#)

- deux projets d'arrêtés sur les principes généraux de calcul de la contribution versée au maître d'ouvrage des travaux de raccordement aux réseaux publics d'électricité (un en distribution et un en transport) ;
- un projet d'arrêté sur une amélioration des prescriptions techniques de raccordement ;
- un appel à contribution sur l'encadrement de la relation entre le gestionnaire de réseaux de distribution et la collectivité chargée de l'urbanisme qui peut être redevable d'une partie de la contribution due lors d'un raccordement.

Après avoir recueilli les différentes contributions, la CRE a proposé aux ministres de nouvelles versions de projets d'arrêtés le 16 décembre 2021<sup>32</sup>. Aucune suite n'a été donnée à ce jour.

Le 3 mai 2024, la CRE a approuvé le barème de raccordement d'Enedis version 7.1. Celui-ci a introduit plusieurs évolutions, notamment l'introduction d'une nouvelle formule de coût simplifiée pour l'aménagement des postes HTA/BT sur poteaux existants, la réduction des prix des branchements provisoires sur bornes « fixes » pour tenir compte du déploiement des compteurs Linky sur ces bornes et la hausse des forfaits et coefficients des formules de coûts simplifiées de 4,25 % afin de suivre l'évolution de l'indice IPC hors tabac conformément à la délibération de la CRE du 20 avril 2023.

<b>Approbation par la CRE du dernier Barème de raccordement notifié</b>	<b>Gestionnaires de réseau desservant plus de 100 000 clients</b>	<b>Date d'entrée en vigueur du dernier Barème de raccordement notifié à la CRE</b>
Délibération du 17 avril 2025	Enedis	17 juillet 2025
Délibération du 6 février 2025	Strasbourg Electricité Réseaux (SER)	6 mai 2025
Délibération du 6 février 2025	Gérédis Deux-Sèvres	6 mai 2025
Délibération du 3 mai 2024	Enedis	3 août 2024
Délibération du 16 février 2023	Électricité de France – Systèmes Énergétiques Insulaires (EDF SEI)	16 mai 2023
Délibération du 26 mai 2023	Strasbourg Électricité Réseaux (SER)	26 août 2023
Délibération du 20 février 2020	GEREDIS	20 mai 2020
Délibération du 7 mai 2020	SRD	7 octobre 2020
Délibération du 29 avril 2021	RESEDA	29 juillet 2021
Délibération du 9 décembre 2021	GREENALP	9 mars 2022

**Figure 1 Les délibérations de la CRE relatives aux barèmes de raccordement**

- **Dispositif de préfinancement des colonnes horizontales**

Les articles L. 353-12 et L. 342-9 du code de l'énergie précisent que les coûts de raccordement des infrastructures collectives de recharge relevant du réseau public de distribution d'électricité ayant vocation à permettre l'installation ultérieure de points de recharge pour véhicules électriques ou hybrides rechargeables dans les immeubles collectifs, peuvent bénéficier d'un préfinancement couvert par les

<sup>32</sup> Délibération de la CRE du 16 décembre 2021 portant proposition d'arrêté sur les principes généraux de calcul de la contribution aux coûts de raccordement aux réseaux publics de distribution d'électricité due par le demandeur de raccordement

tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE). Afin de bénéficier de ce préfinancement, le propriétaire ou le syndicat des copropriétaires justifient de la demande d'au moins un devis pour l'installation d'une infrastructure collective de recharge auprès d'un opérateur de la recharge, proposant également un dispositif de préfinancement d'une infrastructure collective de recharge.

Dans ce cadre, l'article L. 353-12 du code de l'énergie prévoit notamment que « *Chaque utilisateur qui demande la création d'un ouvrage de branchement individuel alimenté par cette infrastructure collective est redevable d'une contribution au titre de l'infrastructure collective et d'une contribution au titre des ouvrages de branchements individuels. [...] Les modalités d'application [de cet] article, notamment le dimensionnement et les caractéristiques techniques de l'infrastructure collective ainsi que la détermination de la contribution au titre de l'infrastructure collective, sont précisées par un décret pris après avis de la Commission de régulation de l'énergie* ». La CRE a rendu un avis favorable sur le décret le 19 mai 2022<sup>33</sup>.

Après avoir engagé des discussions approfondies avec divers GRD, opérateurs de recharge et associations professionnelles, la CRE a entrepris une consultation publique étendue sur la méthode de calcul des montants maximum et minimum de la contribution des utilisateurs souhaitant se connecter à l'infrastructure de recharge collective. À la suite de cette consultation publique, la CRE a proposé<sup>34</sup> ces niveaux minimum et maximum à la ministre chargée de l'énergie qui ont ensuite fait l'objet d'un arrêté du 2 juin 2023.<sup>35</sup>

L'article D. 353-12-1 du code de l'énergie prévoit que les règles de dimensionnement de l'infrastructure collective et de déclenchement des travaux postérieurs à la mise en service sont définies par le GRD et soumises à l'approbation de la Commission de régulation de l'énergie (CRE). L'article D. 353-12-2 du code de l'énergie prévoit que les règles de calcul de la contribution au titre de l'infrastructure collective relative à la colonne horizontale sont établies par le GRD et soumises à l'approbation de la CRE.

Les règles de dimensionnement de l'infrastructure collective et de déclenchement des travaux postérieurs à la mise en service approuvées par la CRE :

<b>Approbation par la CRE règles des dernières règles de dimensionnement et de déclenchement des travaux de l'infrastructure collective</b>	<b>Gestionnaires de réseau desservant plus de 100 000 clients</b>
Délibération du 19 septembre 2024	EDF SEI
Délibération du 21 juin 2024	Enedis
Délibération du 28 septembre 2023	Strasbourg Électricité Réseaux (SER)
Délibération du 05 mars 2024	GEREDIS
Délibération du 0 décembre 2023	SRD
Délibération du 06 décembre 2023	RESEDA
Délibération du 03 avril 2024	GREENALP

<sup>33</sup> [Délibération de la CRE du 19 mai 2022 portant avis sur le projet de décret relatif à la mise en place d'un dispositif de préfinancement par le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité des infrastructures collectives de recharge dans les immeubles collectifs à usage principal d'habitation](#)

<sup>34</sup> [Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 12 avril 2023 portant proposition sur l'encadrement de la contribution prévue par le décret n° 2022-1249 du 21 septembre 2022 relatif au déploiement d'infrastructures collectives de recharge relevant du réseau public de distribution dans les immeubles collectifs à usage principal d'habitation](#)

<sup>35</sup> [Arrêté du 2 juin 2023 relatif à l'encadrement de la contribution au titre du déploiement d'infrastructures collectives de recharge relevant du réseau public de distribution dans les immeubles collectifs à usage principal d'habitation](#)

- **Le raccordement au réseau public de transport**

En application de l'article L. 342-17 du code de l'énergie, lorsque le gestionnaire du réseau public de transport est le maître d'ouvrage du raccordement, les principes généraux de calcul de la contribution qui lui est due sont arrêtés par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie sur proposition de la CRE, et la contribution peut être calculée à partir de barèmes. Aucun arrêté d'application n'a été publié à ce jour.

La CRE a également communiqué au ministre chargé de l'énergie, le 15 novembre 2012, une proposition d'arrêté, en application de l'article L. 342-17 du code de l'énergie, sur les principes généraux de calcul de la contribution des travaux de raccordement au réseau public de transport d'électricité mais le ministre n'a pas donné suite à ce projet. A la suite de la consultation publique sur les conditions financières et techniques de raccordement lancé par la CRE en avril 2017, la CRE a proposé un nouveau projet d'arrêté en février 2018, comme mentionné précédemment, aucune suite n'a été donnée à ce jour.

### 2.1.2.4. Le cadre applicable aux énergies renouvelables

#### 2.1.2.4.1. Le raccordement des énergies renouvelables

La loi n° 2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement, dite loi Grenelle 2, a institué des schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE) qui fixent des objectifs de production d'énergies de source renouvelable déclinés par des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR). L'objectif de ces schémas est de mutualiser tout ou partie du coût du raccordement entre différents producteurs au sein d'une même région.

L'article L. 321-7 du code de l'énergie prévoit leur élaboration par le gestionnaire du réseau public de transport, en accord avec les gestionnaires de réseaux publics de distribution. Depuis l'ordonnance n° 2023-816 du 23 août 2023, l'article L. 342-3 prévoit que l'autorité administrative compétente de l'Etat (le préfet de région) approuve la partie financière, soit le montant de la quote-part unitaire définie par ce schéma. Les schémas définissent, pour les ouvrages existants et à créer, les capacités réservées pour l'accueil de la production permettant d'atteindre les objectifs du schéma, ainsi que le périmètre de mutualisation des ouvrages nécessaires au raccordement des installations et dont le coût sera supporté par les producteurs en fonction de la puissance de leurs installations, conformément à l'article L. 342-13 du code de l'énergie.

Depuis la publication de l'ordonnance susmentionnée, la capacité globale du schéma de raccordement est définie par l'autorité administrative compétente de l'Etat en tenant compte de la programmation pluriannuelle de l'énergie, des objectifs régionaux de développement des énergies renouvelables lorsqu'ils ont été fixés en application de l'article L. 141-5-1, du schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie ou du schéma régional en tenant lieu et de la dynamique de développement des énergies renouvelables dans la région.

Pour la réalisation des schémas S3REnR, le décret n° 2012-533 du 20 avril 2012 (avis de la CRE du 21 février 2012), modifié par le décret n°2020-382 du 31 mars 2020 (avis<sup>36</sup> de la CRE du 31 janvier 2019) précise les modalités d'application de l'article L. 321-7 du code de l'énergie, à savoir :

- toutes les installations de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables entrent dans le cadre des S3REnR hormis celles passant par une procédure de mise en concurrence prévue par l'article L. 311-10 ;
- les producteurs raccordés dans ce cadre sont redevables du coût des ouvrages propres à leur raccordement ainsi que d'une quote-part proportionnelle à la puissance de leurs installations (hormis les installations de 250 kVA ou moins qui en sont exemptées), de l'ensemble des coûts prévisionnels des ouvrages à créer en application du schéma, dont les méthodes de calcul sont fixées dans les documentations techniques de référence des gestionnaires de réseau ;

---

<sup>36</sup> [Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 31 janvier 2019 portant avis sur le projet de décret portant modification de la partie réglementaire du code de l'énergie relative aux schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables](#)

- la capacité d'accueil des installations de production entrant dans le cadre des S3REnR est réservée, dès le dépôt de ces schémas auprès des préfets de région, pour une durée de dix ans ;
- les gestionnaires de réseaux publics proposent la solution de raccordement sur le poste le plus proche, minimisant le coût des ouvrages propres, disposant d'une capacité réservée suffisante ;
- dès l'approbation de la quote-part des S3REnR, les gestionnaires de réseaux engagent les études techniques et financières, puis les procédures administratives nécessaires à la réalisation des ouvrages. Les critères déterminant le début des travaux pour la création de nouveaux ouvrages sont précisés dans les documentations techniques de référence des gestionnaires de réseaux.

Le décret n° 2016-434 du 11 avril 2016 portant modification de la partie réglementaire du code de l'énergie relative aux S3REnR, annulé le 22 décembre 2017 par le Conseil d'État, prévoyait :

- des adaptations et des révisions des S3REnR selon certaines conditions ;
- une suspension des délais de traitement des demandes de raccordement lors de l'adaptation d'un S3REnR ;
- si toute la capacité globale d'accueil du S3REnR a été réservée, les producteurs dont les installations de production entrent dans la file d'attente en vue de leur raccordement sont redevables de la quote-part définie par ce schéma.

Ces dispositions ont été réintégrées dans le décret n° 2018-544 du 28 juin 2018 portant modification de la partie réglementaire du code de l'énergie relative aux schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables et aux raccordements multi-producteurs, sur lequel la CRE avait rendu un avis le 21 mars 2018<sup>37</sup>.

L'article L. 342-15 prévoit que le raccordement d'une installation de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables qui ne s'inscrit pas dans un S3REnR implique que le producteur soit redevable d'une contribution due au titre du raccordement tel qu'il est défini au premier alinéa de l'article L. 342-1, sauf si elle est implantée en mer et fait l'objet d'une procédure de mise en concurrence prévue à l'article L. 311-10, et dont le producteur ne choisit pas l'emplacement de la zone d'implantation. Dans ce cas, l'article L. 342-16 prévoit que le gestionnaire du réseau public de transport supporte le coût du raccordement correspondant aux conditions techniques prévues par le cahier des charges ou définies par l'autorité administrative de l'État, y compris les coûts échoués en cas d'abandon de la procédure de mise en concurrence. Toutefois Les éventuelles modifications de ces conditions à l'initiative du candidat retenu sont à sa charge et, en cas de défaillance de ce dernier, il assume les coûts échoués dans les conditions prévues par le cahier des charges.

Par ailleurs, l'article L. 342-13 prévoit que le raccordement destiné à desservir une installation de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables qui s'inscrit dans un S3REnR implique que le producteur est redevable d'une contribution due au titre du raccordement propre à l'installation ainsi qu'au titre de la quote-part définie dans le périmètre de mutualisation de ce schéma, sauf lorsque des ouvrages, autres que les ouvrages propres, sont nécessaires au raccordement de l'installation et qu'ils ne sont pas prévus par le schéma régional de raccordement en vigueur. Dans ce cas, l'article L. 342-14 prévoit que le producteur soit redevable d'une contribution portant sur ses ouvrages propres et sur l'intégralité des ouvrages créés et renforcés pour ce raccordement, sans qu'aucun des éléments constitutifs de ce raccordement, y compris les renforcements, puisse bénéficier de la prise en charge prévue au 3° de l'article L. 341-2 et à l'article L. 342-11. La contribution due par le producteur ne peut, dans ce dernier cas, être inférieure à un seuil défini par un décret, pris après avis de la Commission de régulation de l'énergie.

Les S3REnR sont traités dans la partie réglementaire du code de l'énergie aux articles D. 321-10 à D. 321-21-1, et D. 342-22 à D. 342-24. Les S2REnR, équivalents S3REnR pour l'outre-mer, sont traités aux articles D. 361-7-1 à D. 361-10.

---

<sup>37</sup> Délibération de la CRE du 21 mars 2018 portant avis sur le projet de décret modifiant la partie réglementaire du code de l'énergie relative aux schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables et au raccordement multi-producteurs

Le décret n° 2020-382 du 31 mars 2020 sur lequel la CRE a rendu un avis le 31 janvier 2019<sup>38</sup>, a modifié la partie réglementaire du code de l'énergie relative aux S3REnR. Ce décret prévoit que :

- les installations de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables de puissance inférieure à 250 kVA entrent dans le cadre des S3REnR, mais sont exonérées du paiement de la quote-part au titre des ouvrages mutualisés à créer ;
- les études relatives aux créations d'ouvrages dans les S3REnR peuvent désormais être menées en anticipation, avant l'adoption du nouveau schéma ;
- les gestionnaires de réseau ont désormais la possibilité de proposer des offres de raccordement qui peuvent faire l'objet de limitations de puissance ponctuelles. La CRE a été saisie d'un projet d'arrêté encadrant ce type d'offre relative, et a rendu un avis défavorable dans sa délibération du 28 mai 2020<sup>39</sup>.

La loi du 24 février 2017 a modifié le code de l'énergie en indiquant que le TURPE pouvait couvrir une partie des coûts de raccordement des installations de production à partir de sources d'énergie renouvelable. L'arrêté du 22 mars 2022 fixe les taux de réfaction à 60 % sur les ouvrages propres et la quote-part jusqu'à 250 kVA. Ce taux de réfaction est ensuite différencié entre les ouvrages propres et la quote-part et décroissant jusqu'à 5 MW où le taux de réfaction est nul.

L'article L. 342-3 du code de l'énergie dispose que la CRE approuve les méthodes de calcul du coût prévisionnel (MCCP) des ouvrages à réaliser dans le cadre des S3REnR par les gestionnaires de réseau de distribution et par le gestionnaire du réseau de transport. Ce document précise le mode de calcul de la quote-part dont sont redevables les producteurs d'énergie renouvelable, au titre du S3REnR. Par deux délibérations du 21 janvier 2021, la CRE a approuvé sous réserve les projets de MCCP proposés par Enedis<sup>40</sup> et RTE<sup>41</sup>. Enedis a soumis pour approbation un nouveau projet de MCCP incluant les demandes formulées par la CRE dans sa délibération de 2021, notamment l'intégration du foisonnement inter-filière (foisonnement entre la production éolienne, la consommation et la production photovoltaïque) dans le processus de dimensionnement. Ce projet a été approuvé par la CRE le 30 mars 2023<sup>42</sup>.

La loi n° 2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelable, codifiée par l'ordonnance n° 2023-816 du 23 août 2023 relative au raccordement et à l'accès aux réseaux publics d'électricité, a modifié les modalités d'élaboration et de révision des schémas S3REnR, afin de simplifier ce dispositif et d'optimiser les délais de raccordement, notamment en permettant une meilleure anticipation des travaux. Un décret d'application est prévu pour préciser ces modalités.

En application des articles L. 342-3 et L. 134-10 du code de l'énergie, la CRE a été saisie le 20 juin 2024 pour avis sur ce projet de décret portant modification de la partie réglementaire du code de l'énergie relative aux S3REnR.

Ce projet de décret (dit décret S3REnR) comprend les éléments suivants :

- l'encadrement des délais associés à certaines phases d'élaboration et de révision du schéma ;
- l'introduction d'une incitation (priorité d'accès à la capacité du schéma) pour les projets de production d'énergies renouvelables à se déclarer sur une plateforme dédiée mise à disposition par RTE afin de fiabiliser et consolider les travaux de planification ;
- l'introduction d'un critère technico-économique de sélection des ouvrages du S3REnR qui sera défini par arrêté après avis de la CRE ;

---

<sup>38</sup> [Délibération de la CRE du 31 janvier 2019 portant avis sur le projet de décret portant modification de la partie réglementaire du code de l'énergie relative aux schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables](#)

<sup>39</sup> [Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 28 mai 2020 portant avis sur le projet d'arrêté modifiant l'arrêté du 20 février 2019 relatif aux aides financières mentionnées au II de l'article 183 de la loi n° 2018-1317 du 28 décembre 2018 de finances pour 2019](#)

<sup>40</sup> [Délibération de la CRE du 21 janvier 2021 portant approbation des méthodes de calcul du coût prévisionnel des ouvrages à réaliser par Enedis dans le cadre des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables](#)

<sup>41</sup> [Délibération de la CRE du 21 janvier 2021 portant approbation des méthodes de calcul du coût prévisionnel des ouvrages à réaliser par RTE dans le cadre des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables](#)

<sup>42</sup> [Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 30 mars 2023 portant approbation des méthodes de calcul du coût prévisionnel des ouvrages à réaliser par Enedis dans le cadre des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables](#)

- la définition des ouvrages dits « prioritaires », établie par les gestionnaires de réseau et approuvée par la CRE, dont les travaux sont lancés dès l'approbation de la quote-part du S3REnR ;
- les modalités de raccordement d'un producteur lorsque les ouvrages, autres que les ouvrages propres, nécessaires à son raccordement ne sont pas inscrits au schéma (renoncement à la mutualisation des coûts) ;
- la suppression du principe d'adaptation des S3REnR et l'introduction d'un nouvel outil de flexibilité pour le raccordement en haute tension A(HTA) et en basse tension (BT) : le « réservoir de travaux ». Les dispositions du projet de décret sont applicables en France métropolitaine continentale.

Par sa délibération du 3 Juillet 2024<sup>43</sup>, la CRE a rendu un avis favorable sur ce projet de décret.

Par la suite, en application de l'article L. 342-3 du code de l'énergie, la CRE a été saisie pour avis, le 30 janvier 2025, d'un projet d'arrêté pris en application de l'article D. 321-14 relatif aux critères techniques et économiques des schémas régionaux de raccordement au réseau d'énergie renouvelable.

Par sa délibération du 6 mars 2025, la CRE a estimé que le projet d'arrêté assure un encadrement efficace des coûts des ouvrages à créer dans le cadre des S3RENr en fixant un seuil à 500 000 euros/MW au-dessus duquel la création d'ensembles d'ouvrages n'est pas considérée pertinente. Ainsi, la CRE a rendu un avis favorable sur ce projet d'arrêté.

Les premiers schémas régionaux de raccordement ont été approuvés fin 2012. En juillet 2022, tous les schémas régionaux métropolitains ont été approuvés. Parmi ces schémas adoptés, plusieurs schémas ont été révisés.

Dans un délai de dix-huit mois à compter de l'entrée en vigueur, le 11 juillet 2024, du décret S3REnR, le gestionnaire du réseau public de transport doit engager la révision des S3RENr afin de les rendre compatibles avec les dispositions du décret dans un contexte de saturation progressive et de révisions plus fréquentes. Au premier semestre 2025, la révision de quatre S3RENr<sup>44</sup> a été lancée.

#### 2.1.2.4.2. L'accès au réseau

L'accès au réseau est un droit garanti à l'ensemble des producteurs. Les demandes de raccordement, notamment lorsqu'il est nécessaire de renforcer les réseaux pour accueillir la production, sont traitées par ordre d'arrivée. Les installations de production d'électricité à partir de sources renouvelables ne sont pas prioritaires par rapport aux autres types d'installations de production d'électricité.

La faculté de limiter l'injection des producteurs d'énergie d'origine renouvelable est mentionnée par les dispositions du règlement (UE) 2019/943 relatives au *redispatching*, qui prévoient notamment que les gestionnaires de réseau peuvent prendre en considération des mesures de réduction de la production dans leur planification du réseau et les activer de manière à soulager une congestion physique sur le réseau ou à assurer la sécurité du système électrique.

Par ailleurs, dans les zones non interconnectées, et afin de garantir la sécurité du système, le taux instantané de pénétration des énergies renouvelables intermittentes (puissance instantanée des énergies renouvelables intermittentes par rapport à la puissance totale transitant sur le réseau) est limité à un seuil au-delà duquel les installations de production d'électricité à partir de sources renouvelables peuvent être déconnectées du réseau. Les programmations pluriannuelles de l'énergie (PPE) de ces territoires ont fixé un objectif en augmentation, avec un seuil à 45 % en 2023 contre 35 % en 2018.

### 2.1.3. Les tarifs d'accès aux réseaux

#### 2.1.3.1. Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport d'électricité

Le tarif actuel de transport d'électricité de RTE dit « TURPE 6 HTB » est entré en vigueur au 1<sup>er</sup> août 2021, pour une durée d'environ quatre ans, en application de la délibération de la CRE du 21 janvier

---

<sup>43</sup> [Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 3 juillet 2024 portant avis sur le projet de décret portant modification de la partie réglementaire du code de l'énergie relative aux schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables](#)

<sup>44</sup> Bourgogne Franche-Comté, Centre Val de Loire, Nouvelle Aquitaine, Bretagne

2021<sup>45</sup>. La CRE a adopté le prochain tarif (dit TURPE 7 HTB), qui entrera en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2025 (TURPE 7 HTB). Les travaux et concertations relatifs à son élaboration ont eu lieu entre 2023 et 2024.

La première consultation publique, en date du 14 décembre 2023<sup>46</sup>, portait sur la structure tarifaire des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité. Cette consultation a permis d'exposer les premières orientations de la CRE concernant la structure tarifaire et de recueillir l'avis des acteurs de marché sur ces orientations pour le TURPE 7 HTB sur la période 2025-2028.

La CRE a ensuite organisé, entre janvier et septembre 2024, cinq ateliers thématiques ouverts au public :

- le premier, en date du 31 janvier 2024, portait sur la structure tarifaire du TURPE 7 HTB. Cet atelier a notamment permis de présenter les évolutions envisagées par la CRE concernant le placement des heures pleines et heures creuses, l'évolution de la méthode de calcul de la composante de soutirage, ainsi que l'introduction d'une tarification soutirage-injection. Cet atelier a regroupé 201 participants ;
- le deuxième, en date du 25 avril 2024, portait sur la mobilisation des flexibilités au service des réseaux, afin de présenter les orientations envisagées par la CRE concernant l'intégration des flexibilités aux méthodes de dimensionnement des réseaux et le développement des offres de raccordement intelligentes. Cet atelier a regroupé 201 participants ;
- le troisième, en date du 28 mai 2024, concernait les enjeux d'accélération des raccordements, notamment la réduction des délais des études préalables au raccordement d'une part, et des raccordements mutualisés (S3EnR, zones de mutualisation) d'autre part, l'optimisation des délais de raccordement et l'amélioration de la transparence sur les données du raccordement. Cet atelier a regroupé 197 participants ;
- le quatrième, en date du 3 juillet 2024, portait sur la qualité de service et la continuité d'alimentation des gestionnaires de réseaux d'électricité. Cet atelier a regroupé 140 participants ;
- le cinquième, en date du 10 septembre 2024, portait sur le niveau et la régulation incitative des investissements des gestionnaires de réseaux. Cet atelier a permis de présenter les trajectoires prévisionnelles d'investissements pour la période tarifaire du TURPE 7, ainsi que les premières orientations concernant le cadre de régulation associé. Cet atelier a regroupé 167 participants.

À l'issue de ces ateliers, la CRE a organisé une consultation publique du 11 octobre 2024 au 22 novembre 2024<sup>47</sup>, portant sur ses orientations finales pour le TURPE 7 HTB. 83 réponses ont été reçues.

Les réponses non confidentielles aux deux consultations sont publiées sur le site internet de la CRE, de même que les supports des ateliers.

À la suite de cette consultation publique, la CRE a organisé cinq tables rondes avec des fournisseurs, des associations de consommateurs, industriels d'une part, et résidentiels d'autre part, des autorités concédantes et collectivités locales et des acteurs de marchés tels que des producteurs, des stockeurs ou des agrégateurs de flexibilité. Ces tables rondes ont permis au collège de la CRE de recueillir les remarques sur les orientations présentées dans les consultations publiques des tarifs de distribution et de transport d'électricité.

Enfin, la CRE a auditionné RTE, ainsi que ses actionnaires, à plusieurs reprises.

En outre, la CRE a pris en compte, conformément aux dispositions de l'article L. 341-3 du code de l'énergie, les orientations de politique énergétique transmises par la ministre de la transition écologique

---

<sup>45</sup> Délibération de la CRE du 21 janvier 2021

<sup>46</sup> Consultation publique n°2023-13 de la CRE du 14 décembre 2023 portant sur la structure tarifaire des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité « TURPE 7 » .

<sup>47</sup> Consultation publique n°2024-15 du 11 octobre 2024 relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (TURPE 7 HTB).

et solidaire, par courrier reçu en date du 26 octobre 2023. Ces orientations ont été publiées sur le site de la CRE<sup>48</sup>.

Le TURPE 7 HTB donne des moyens supplémentaires significatifs à RTE pour accompagner et faciliter l'électrification croissante des usages tout en maintenant un niveau élevé de performance dans l'utilisation des moyens alloués et la qualité du service aux utilisateurs. Cet objectif est d'autant plus important dans une période de forte croissance des investissements, pour laquelle des gains d'efficacité doivent être atteints, notamment par la standardisation des opérations, déjà initiée par RTE au cours des dernières années.

Le TURPE 7 HTB reconduit par ailleurs le cadre général de régulation des tarifs TURPE 6, mais doit aussi permettre d'apporter des réponses aux enjeux identifiés comme prioritaires pour les quatre prochaines années :

- la réduction des délais de raccordement au réseau de transport ;
- la maîtrise des coûts dans un contexte d'augmentation des dépenses d'investissement de RTE nécessaires pour raccorder les nouveaux consommateurs industriels et les nouvelles capacités de production, ainsi que pour accélérer le renouvellement du réseau afin d'en limiter le vieillissement ;
- le recours aux flexibilités au service du réseau ;
- le maintien de la bonne performance de RTE sur la gestion des interconnexions.

Dans sa délibération 2025-09 du 15 janvier 2025<sup>49</sup>, la CRE a décidé de faire évoluer de manière exceptionnelle le TURPE 6 HTB au 1<sup>er</sup> février 2025 afin d'apurer de manière anticipée le solde du CRCP constaté au 1<sup>er</sup> janvier 2024. Cette évolution exceptionnelle permet de couvrir l'ensemble des charges prévisionnelles du TURPE 7 HTB ainsi que le montant restant à apurer du CRCP de fin du TURPE 6 HTB. La prochaine évolution tarifaire du TURPE 7 HTB est prévue au 1<sup>er</sup> août 2026.

### 2.1.3.2. Les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution d'électricité

Le tarif d'utilisation des réseaux de distribution d'électricité en vigueur, dit TURPE 6 HTA-BT, a été défini par la CRE dans sa délibération du 21 janvier 2021<sup>50</sup>. Il est entré en application depuis le 1<sup>er</sup> août 2021, pour une durée d'environ quatre ans. La CRE a adopté le prochain tarif (dit TURPE 7 HTA-BT), qui entrera en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2025 (TURPE 7 HTA-BT). Les travaux et concertations relatifs à son élaboration ont eu lieu entre 2023 et 2024.

Une première consultation publique, portant sur la structure du tarif, a été organisée en décembre 2023. Elle a permis aux acteurs de faire leurs retours sur trois grandes propositions de la CRE :

- une évolution des règles de placements des plages temporelles (heures pleines / heures creuses) tenant compte notamment des différences saisonnières et des contraintes et opportunités apportées par le système électrique ;
- la mise à jour de la méthodologie pour tenir compte des pointes d'injection dans le calcul des coûts marginaux (sans créer de tarification à l'injection) ;
- l'éventuelle introduction d'une composante injection-soutirage à destination des stockages seuls, leur permettant de faire des économies sur leur facture d'acheminement si leur comportement est contracyclique vu du réseau.

La CRE a également organisé plusieurs ateliers publics thématiques, dédiés à la structure tarifaire, aux données, aux raccordements, à la qualité de service et à la mobilisation des flexibilités au service des réseaux. Ils ont chacun rassemblé plus de 200 participants et ont permis à la CRE de présenter ses orientations préliminaires tout en échangeant avec les acteurs. En parallèle, la CRE a organisé des table-rondes, associant à la concertation les fournisseurs de gaz, les associations de consommateurs

---

<sup>48</sup> Lettre de la ministre chargée de l'énergie publiée dans le cadre de la [consultation publique n°2024-15 du 11 octobre 2024 relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité \(TURPE 7 HTB\)](#).

<sup>49</sup> Délibération de la CRE du 15 janvier 2025 portant décision sur l'évolution exceptionnelle du TURPE 6 HTB au 1<sup>er</sup> février 2025

<sup>50</sup> Délibération de la CRE n°2021-13 du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT)

résidentiels et industriels, les collectivités locales et les autorités organisatrices de la distribution de gaz. Elle a également auditionné les gestionnaires de réseau et leurs actionnaires.

Une consultation publique a également été organisée entre octobre et novembre 2024, portant sur les orientations relatives à la structure tarifaire, au cadre de régulation ainsi qu'au niveau prévisionnel du tarif.

Dans sa délibération 2025-08 du 15 janvier 2025, la CRE a décidé de faire évoluer de manière exceptionnelle le TURPE 6 HTA-BT au 1er février 2025 afin d'apurer de manière anticipée le solde du CRCP constaté au 1er janvier 2024. Cette évolution exceptionnelle permet de couvrir l'ensemble des charges prévisionnelles du TURPE 7 HTA-BT ainsi que le montant restant à apurer du CRCP de fin du TURPE 6 HTA-BT. Toutefois, du fait du transfert du Facé (Financement des aides aux collectivités territoriales pour l'électrification rurale) du TURPE au budget de l'Etat comme en dispose la loi de finances pour 2025, le niveau du TURPE HTA-BT évolue de -1,92 % au 1er août 2025.

En plus des enjeux d'efficacité et de qualité de service, la CRE considère que ces nouveaux tarifs donnent des moyens supplémentaires à Enedis pour accompagner et faciliter l'électrification croissante des usages, de répondre aux besoins élevés d'investissements dans les réseaux électriques, au développement de la production d'énergie renouvelable décentralisée et des nouveaux usages tels que la mobilité électrique et les stockages, et des besoins croissants de flexibilité qui en découlent. Ces tarifs permettent par ailleurs de maintenir un niveau élevé de performance dans l'utilisation des moyens alloués et la qualité de service aux utilisateurs.

### 2.1.3.2.1. Les travaux portant sur la tarification de l'autoconsommation

La CRE a lancé en 2017 une consultation publique abordant les nombreux enjeux liés à l'essor attendu de l'autoconsommation en France. À la suite de cette consultation, elle a publié en 2018 deux délibérations : une première portant orientations et recommandations sur le cadre contractuel et les mécanismes de soutien associés à l'autoconsommation<sup>51</sup>, puis une délibération tarifaire<sup>52</sup>. La CRE fixe dans cette délibération un tarif optionnel spécifique à l'autoconsommation collective en aval d'un même poste de transformation HTA-BT, permettant de valoriser les flux autoconsommés qui ne transitent que par le réseau basse tension.

La CRE a émis en septembre 2019 un avis<sup>53</sup> sur un projet d'arrêté visant à étendre le périmètre des opérations d'autoconsommation collective. Elle y rappelle que toute opération d'autoconsommation collective dont le périmètre dépasse celui prévu par sa délibération tarifaire de 2018 ne peut donner lieu, pour ses participants, à l'application du tarif spécifique introduit par cette délibération.

La délibération TURPE 6 a légèrement fait évoluer la méthodologie pour la construction des tarifs d'autoconsommation collective, les critères d'éligibilité restant maintenus à l'identique. Cette évolution a été permise par un retour d'expérience réalisé par Enedis sur les cas réels. Il en résulte une différenciation plus importante entre les flux autoconsommés et les flux transitant par le réseau et permet ainsi une plus forte incitation à l'autoconsommation aux périodes opportunes pour le réseau. La délibération TURPE 7 a reconduit le cadre existant pour la période 2025-2029.

### 2.1.3.2.2. La régulation incitative des dépenses de recherche et de développement (R&D)

Pour la période tarifaire TURPE 7, la CRE a maintenu le dispositif d'incitation à la maîtrise des coûts des charges liées à la R&D&I des opérateurs, avec la possibilité pour Enedis de réviser cette trajectoire à mi-période tarifaire. Les montants alloués à la R&D&I et qui n'auraient pas été engagés seront restitués aux utilisateurs en fin de période tarifaire via le CRCP. En cas de dépassement par les GRD de la trajectoire fixée pour quatre ans, les écarts resteront à leur charge.

En outre, les GRD doivent transmettre à la CRE des informations annuelles techniques et financières pour l'ensemble des projets en cours et terminés, et publier un rapport biannuel à destination du public afin de rendre compte aux utilisateurs des projets innovants menés par les GRD.

---

<sup>51</sup> [Délibération de la CRE n°2018-027 du 15 février 2018 portant orientations et recommandations sur l'autoconsommation](#)

<sup>52</sup> [Délibération de la CRE n°2018-115 du 7 juin 2018 portant décision sur la tarification de l'autoconsommation, et modification de la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT](#)

<sup>53</sup> [Délibération de la CRE n°2019-215 du 26 septembre 2019 portant avis sur le projet d'arrêté pris en application de l'article L.315-2 du code de l'énergie fixant le critère de proximité géographique de l'autoconsommation collective](#)

Enfin, le guichet *smart grids* permettant à Enedis, au cours de la période tarifaire et maximum une fois par an, de disposer de fonds supplémentaires, a été supprimé en l'absence d'utilisation lors de la période TURPE 6.

### 2.1.3.2.3. La régulation incitative des investissements

Pour la période tarifaire TURPE 6, la CRE a reconduit la régulation incitative des investissements introduite pour la période tarifaire TURPE 5. Cette régulation concerne uniquement Enedis et se décompose en deux mécanismes :

- une régulation incitative des coûts unitaires d'investissement dans les réseaux : un bonus ou une pénalité est appliqué à Enedis chaque année *via* le CRCP, équivalant à 20 % de l'écart entre un coût total théorique correspondant au volume réalisé des ouvrages et le coût réel total constaté. Ce mécanisme a généré un malus de 30 M€ en 2024 ;
- une incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements « hors réseaux » : la trajectoire d'évolution des charges de capital pour les investissements concernant l'immobilier, les véhicules et certains systèmes d'information est incitée à 100 %. Le montant retenu pour l'année 2024 est de 364,3 M€.

### 2.1.4. Les aspects transfrontaliers

#### 2.1.4.1. Bilan de l'utilisation et de la gestion des interconnexions aux frontières françaises en 2024

En 2024, la France a enregistré son solde exportateur net le plus élevé jamais observé, à 89 TWh<sup>54</sup> (contre 50,3 TWh en 2023). Les exportations ont atteint un record de 101,2 TWh, tandis que les importations se sont élevées à 12,2 TWh.

La France était en 2024 très largement exportatrice vers la région Belgique/Allemagne (solde exportateur de 27,2 TWh), l'Italie (solde de 22,3 TWh), la Grande-Bretagne (solde de 20,1 TWh) et la Suisse (solde de 16,7 TWh). A toutes ces frontières, on relève un rapport 10 entre les volumes exportés et importés. A la frontière espagnole, en revanche, les exportations n'ont que largement dépassé les importations (solde de 2,8 TWh, avec 9,4 TWh d'exportation contre 6,6 TWh d'importation).

La France est restée exportatrice nette sur tous les mois de l'année 2024. De manière plus décisive encore, le solde des échanges est resté exportateur à toutes les frontières sur tous les mois de l'année, à l'exception de la frontière avec l'Espagne où un solde importateur net a été observé entre janvier et avril. Tandis qu'aux frontières avec l'Italie et la Suisse les exportations ont été les plus importantes en hiver, aux frontières avec la Grande-Bretagne et la région Allemagne/Belgique c'est plutôt au printemps et en été qu'elles ont été les plus élevées. Les exportations vers l'Espagne ont été les plus marquées sur la période juillet-août.

On assiste ainsi à une accélération de la dynamique observée en 2023 : après un solde exceptionnellement importateur en 2022 (-16,5 TWh), la France avait retrouvé en 2023 un solde exportateur équivalent à la moyenne historique (50,3 TWh). Les volumes échangés en 2023 avaient en effet atteint leur niveau le plus élevé depuis 10 ans, avec des exports retrouvant les niveaux élevés de 2014-2015 (74,8 TWh), mais des imports qui étaient restés supérieurs aux niveaux d'avant crise (24,5 TWh) et qui sont revenus en 2024 à un niveau qu'on n'avait pas observé depuis dix ans (12,2 TWh).

Ces évolutions sont liées à une consommation qui reste faible d'une part et au rétablissement de la production française d'autre part. Le premier effet s'explique par la combinaison de l'effet durable de l'augmentation des prix de l'énergie sur le comportement des ménages et des progrès réalisés en efficacité énergétique. Le second effet repose quant à lui sur le redressement du parc nucléaire, passé d'un taux de disponibilité de 62,9% en 2023 à 71,5% en 2024, après être passé par un minimum historique de 54,1% en 2022, ce qui le rapproche de la moyenne observée entre 2015 et 2019 (73,6%), et sur un apport toujours plus important de l'éolien et du solaire ces dernières années.

Un autre facteur fondamental dans cette dynamique est à chercher du côté des niveaux de prix. Si en Europe, on a pu assister à une baisse de prix généralisée depuis 2023, celle-ci est plus marquée dans les pays les moins dépendants au gaz comme la France. La moyenne du prix spot français est par

<sup>54</sup> Pour l'ensemble de cette sous-partie, nous reprenons les données du bilan électrique de RTE pour 2024.

exemple passée en dessous du prix allemand au cours de l'année 2024, une première depuis 2011. Du côté des marchés à terme, les prix français ont été inférieurs à ceux de l'ensemble des pays voisins à l'exception de l'Espagne qui bénéficie d'une production décarbonée abondante. Les prix français sont redevenus parmi les plus compétitifs en Europe, et ont retrouvé en 2024 des niveaux proches de ceux observés avant-crise.

Par ailleurs, aux frontières où le couplage des marchés est en place (c'est-à-dire toutes les frontières françaises, sauf celles avec la Suisse et le Royaume-Uni), les flux journaliers sont systématiquement orientés du pays où les prix sont les plus bas vers celui où ils sont plus élevés. Cela a rendu automatique le lien entre différentiels de prix de marché journaliers et flux aux frontières.

Il est par ailleurs à noter une tendance qui pourrait être amenée à se renforcer dans les prochaines années : comme cela est relevé dans le bilan électrique de RTE pour l'année 2024, une grande partie des importations de la France « traversent » le pays pour aller alimenter d'autres pays. Mais la France n'est pas le seul pays européen dans cette situation, et parmi les flux exportés par la France, une part non-négligeable se retrouve au Portugal et aux Pays-Bas.

Concernant la gestion des interconnexions aux frontières françaises, en 2024 RTE a collecté 1 585,5 M€ de recettes de congestion aux frontières avec des pays de l'Union européenne et a engagé 1 376,6 M€ de coûts aux fins de la réalisation des objectifs prioritaires, conduisant à un excédent de 208,9 M€. Dans le contexte de marché de 2024, la réalisation des objectifs prioritaires s'est traduite par des dépenses importantes et en progression pour garantir la disponibilité des interconnexions et poursuivre la réalisation des différents projets d'interconnexion. Les règles d'allocation et de calcul de capacité

### 2.1.4.1.1. Le calcul des capacités aux échéances de court terme

L'article 15 du règlement « *Capacity Allocation and Congestion Management* » (CACM)<sup>55</sup> prévoit la définition de régions de calcul de capacité. Au sein de ces régions, les GRT développent et mettent en œuvre de manière coordonnée des méthodologies de calcul de capacité à court terme (articles 20 à 30 du règlement CACM) et à long terme (articles 10 à 16 du règlement « *Forward Capacity Allocation* » (FCA)<sup>56</sup>).

En application de la décision de l'Agence pour la Coopération des Régulateurs de l'Energie (ACER) datée du 17 novembre 2016<sup>57</sup>, la France fait partie de trois régions de calcul de capacité :

- **Core** (regroupant FR, BE, NL, DE/LU, AT, PL, CZ, SK, HU, SI, HR, RO et IE)
- **Europe du Sud-Ouest** (regroupant FR, ES et PT)
- **Italie Nord** (regroupant FR, IT Nord, AT et SI)

Jusqu'au 31 décembre 2020, la France faisait également partie de la région Manche (regroupant FR, BE, NL et GB). Le Royaume-Uni étant sorti le 1<sup>er</sup> janvier 2021 du marché intérieur de l'énergie en conséquence de sa sortie de l'Union européenne, les règlements européens n'y sont plus applicables, conduisant à la caducité de la région Manche et de toutes les méthodologies s'y rattachant.

La France faisait par ailleurs partie de la région Europe du Centre-Ouest (regroupant FR, BE, NL, DE/LU et AT), qui a mis en œuvre un calcul de capacité coordonné fondé sur les flux (« *flow-based* ») dès mai 2015 et dans laquelle les régulateurs et GRT ont décidé de poursuivre les travaux jusqu'à la mise en œuvre d'un calcul de capacité coordonné à l'échéance journalière dans la région Core, effective depuis le 8 juin 2022.

Dans les trois régions de calcul de capacité, les méthodologies de calcul de capacité à court terme, couvrant les échéances journalière (J) et infra journalière (IJ), ont fait l'objet de saisines de la part des GRT concernés entre septembre 2017 et mai 2018. Les régulateurs régionaux ont instruit et approuvé

<sup>55</sup> [Règlement \(UE\) 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion](#)

<sup>56</sup> [Règlement \(UE\) 2016/1719 de la Commission du 26 septembre 2016 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de capacité à terme](#)

<sup>57</sup> Cette décision a fait l'objet d'un premier amendement le 18 septembre 2017 (intégration du câble NEMO Link reliant BE à GB à la région Manche), d'un deuxième amendement le 1<sup>er</sup> avril 2019 (intégration du câble Cobra reliant NL à DK à la région Hansa) et d'un troisième amendement le 7 mai 2021 (ré-approbation des régions de calcul de capacité initiales à la suite de la décision du Tribunal de l'UE le 24 octobre 2019, à l'exception de la région Manche).

de manière coordonnée ces méthodologies, sauf pour la région Core où un désaccord entre les régulateurs a conduit au transfert de ces méthodologies et à leur approbation par l'ACER. Depuis l'adoption des méthodologies de calcul de capacité, la CRE a instruit, en lien avec les régulateurs des régions concernées, des amendements des méthodologies de calcul de capacité à court terme dans les différentes régions afin de refléter plusieurs évolutions techniques sous-jacentes. Le tableau ci-dessous présente le type de calcul, le statut de décision et la date de mise en œuvre attendue ou réalisée pour chacune de ces méthodologies.

Depuis l'amendement en mars 2024 de la méthodologie définissant les régions de calcul de capacité<sup>58</sup>, la France fait partie d'une nouvelle région de calcul de capacité, la région Central Europe. Cette région regroupe les zones de la région Core et celles de la région Italie Nord afin de développer un calcul de capacité coordonné à l'échéance journalière fondé sur les flux. Les GRT et régulateurs de la région Central Europe discutent actuellement pour définir une feuille de route pour fusionner l'ensemble des processus régionaux.

Région	Type de calcul	Statut de décision	Etat de mise en œuvre
Core	Fondé sur les flux	J : adoptée par l'ACER en février 2019 ; amendée par les régulateurs régionaux en mai 2021 <sup>59</sup> , décembre 2023 <sup>60</sup> et septembre 2024 <sup>61</sup>	J : mis en œuvre en juin 2022
		IJ : adoptée par l'ACER en février 2019 ; amendée par l'ACER en avril 2022 <sup>62</sup> et en mars 2024 <sup>63</sup> ; amendée par les régulateurs en mai 2025 <sup>64</sup>	IJ : mis en œuvre en mai 2024
Europe du Sud-Ouest	NTC coordonné	J et IJ : approuvée en novembre 2018 <sup>65</sup> ; amendée par les régulateurs régionaux en janvier 2022 <sup>66</sup>	J : mis en œuvre en janvier 2020 IJ : mis en œuvre en mars 2022
Italie Nord	NTC coordonné	J et IJ : approuvée en novembre 2019 <sup>67</sup> ; amendée par les régulateurs régionaux en septembre 2020 <sup>68</sup>	J : calcul coordonné depuis 2016, nouveau calcul aligné avec CACM mis en œuvre en janvier 2020 IJ : mis en œuvre en novembre 2019
Central Europe	Fondé sur les flux	J : méthodologie soumise par les GRT en mars 2025, en cours d'analyse par les régulateurs Core IJ : non prévu	

<sup>58</sup> [Décision de l'ACER relative à la détermination des régions de calcul de capacité.](#)

<sup>59</sup> [Délibération de la CRE du 20 mai 2021 portant approbation de l'amendement de la méthodologie de calcul de capacité journalier de la région Core](#)

<sup>60</sup> [Délibération de la CRE du 7 décembre 2023 portant approbation de l'amendement de la méthodologie de calcul de capacité journalier de la région Core](#)

<sup>61</sup> [Amendement de la méthodologie de calcul de capacité journalier dans la région Core | CRE](#)

<sup>62</sup> [Décision de l'ACER relative aux méthodes de calcul de capacité pour la région Core](#)

<sup>63</sup> [Décision de l'ACER relative au 2ème et 3ème amendement de la méthodologie de capacité infrajournalier pour la région Core](#)

<sup>64</sup> [Amendement de la méthodologie de calcul de capacité à l'échéance infrajournalière dans la région Core | CRE](#)

<sup>65</sup> [Délibération de la CRE du 15 novembre 2018 portant approbation de la méthodologie de calcul de capacité aux échéances journalière et infra journalière dans la région Europe du sud-ouest](#)

<sup>66</sup> [Délibération de la CRE du 27 janvier 2022 portant approbation d'un amendement de la méthodologie de calcul de capacité aux échéances journalière et infra journalière dans la région Europe du sud-ouest - CRE](#)

<sup>67</sup> [Délibération de la CRE du 14 novembre 2019 portant approbation des méthodologies de calcul de capacité aux échéances journalière et infra journalière dans la région Italie Nord](#)

<sup>68</sup> [Délibération de la CRE du 17 septembre 2020 portant adoption des méthodologies de calcul de capacité aux échéances journalière et infrajournalière dans la région Italie Nord](#)

### Figure 2 Type de calcul envisagé et état d'avancement dans les régions dont fait partie la France

Une fois mises en œuvre, ces méthodologies de calcul de capacité de court terme doivent permettre d'augmenter la capacité d'interconnexion mise à disposition du marché en améliorant la coordination des GRT, s'agissant en particulier des hypothèses de flux d'échange et de conditions de réseau, et en facilitant l'optimisation des parades.

En parallèle de la mise en œuvre des méthodologies de calcul de capacité à court terme, un des règlements du Paquet « Une Energie Propre pour Tous les Européens »<sup>69</sup> a introduit des dispositions à fort impact sur le calcul de capacité. Les GRT sont, depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2020, tenus de garantir qu'au moins 70 % de la capacité thermique sur les éléments de réseau considérés dans le calcul de capacité soit mise à disposition du marché. Cette obligation constitue un changement de paradigme par rapport à la conception initiale du calcul de capacité. Jusqu'à présent, en partant de l'observation des flux sur leurs réseaux internes, les GRT étaient tenus de maximiser les capacités d'interconnexion tout en tenant compte des limites de sécurité d'exploitation. Avec l'introduction d'un niveau minimal de 70 %, une obligation de résultat s'ajoute à l'obligation de moyen déjà existante.

Si disposer de capacités optimales pour les échanges transfrontaliers est un objectif qui a historiquement été soutenu par la CRE, elle considère que la mise en œuvre de ce niveau minimal doit se faire de manière pragmatique et proportionnée. En effet, son application uniforme pour tous les éléments de réseaux et dans toutes les situations ne permet pas d'augmenter de manière efficace les capacités d'interconnexion. La CRE porte donc une attention particulière aux lignes situées en France pouvant contraindre les capacités d'interconnexion mises à disposition pour les échanges transfrontaliers (dites « lignes limitantes ») ainsi qu'aux pas de temps dans lesquelles les capacités mises à disposition par les gestionnaires de réseau limitent dans les faits les échanges et empêchent la convergence des prix dans la région de calcul de capacité. Hors de ces situations, toute capacité supplémentaire libérée ne permet pas d'augmenter effectivement les échanges transfrontaliers.

Dès le début de l'année 2020, la CRE a engagé un suivi systématique des capacités mises à disposition des échanges transfrontaliers par RTE grâce à des données détaillées pour chaque région de calcul de capacité. La CRE a ainsi publié quatre rapports depuis 2020 dont le dernier a été publié en juillet 2024<sup>70</sup>. Sur l'année 2023, les niveaux de capacités d'interconnexion mis à disposition des échanges transfrontaliers par RTE sont conformes au critère des 70 % sur 90% des pas de temps en moyenne sur les trois régions évaluées. RTE a ainsi très majoritairement atteint les objectifs fixés par le règlement en 2023. Ce niveau élevé de capacités offertes témoigne de l'implication de RTE et de la pertinence des outils développés par les GRT, notamment sous l'impulsion des régulateurs, et qui contribuent à la construction du marché intérieur européen de l'électricité et à son efficacité. Cela confirme également le bon dimensionnement du réseau de transport d'électricité français pour soutenir les échanges transfrontaliers. La CRE note cependant deux points qui appellent des analyses et une vigilance complémentaires. Il s'agit d'une part du nombre élevé d'erreurs dans le calcul de capacité sur la région Italie Nord (17%) et d'autre part des résultats pour la région Core qui faiblissent en fin de période avec certains mois sous 80 % de respect du critère. Le respect du critère des 70% au cours de l'année 2024 sera analysé par la CRE dans son rapport annuel qui sera publié au cours de l'été 2025.

Afin de maximiser l'incitation au respect du critère des 70%, la CRE a introduit dans la nouvelle période tarifaire TURPE 7 HTB une incitation financière pour RTE à respecter ce critère dans les régions Core puis Central Europe (France-Belgique, France-Allemagne et plus tard France-Italie), et Europe du Sud-Ouest (France-Espagne). Cette régulation incitative innovante servira l'intégration européenne des marchés de l'électricité et complètera le contrôle réglementaire annuel de la CRE sur la conformité de RTE.

RTE, dans les conditions actuelles de structure et d'exploitation du réseau de transport d'électricité français, participe donc pleinement à la construction du marché intérieur de l'électricité. Le règlement électricité prévoit que des dérogations temporaires à l'atteinte du critère des 70 % peuvent être octroyées aux GRT par les autorités nationales de régulation. Les outils dits de validation permettant le respect et le suivi du critère des 70 % sont maintenant déployés dans les trois régions de calcul. Depuis

<sup>69</sup> Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (refonte)

<sup>70</sup> [Mise en oeuvre du seuil minimal de 70 % des capacités d'interconnexion pour les échanges d'électricité aux frontières françaises : bilan de l'année 2023 et faits marquants | CRE](#)

2022 les frontières françaises ne sont soumises à aucune dérogation dans le cadre de la mise en œuvre du critère du 70 %, ce qui n'est pas le cas de la majorité des pays d'Europe continentale.

Les échanges entre parties prenantes européennes ont fait ressortir l'intérêt de renforcer la transparence sur les niveaux précis des capacités d'interconnexion mis à disposition par RTE aux frontières françaises. RTE a donc initié un projet de publication en accès libre des données relatives aux niveaux des marges disponibles sur toutes les lignes de réseau considérées dans le calcul de capacité des régions Core/Europe du Centre-Ouest, Italie Nord et Europe du Sud-Ouest. Les données sont publiées chaque année sur la plateforme « Open Data Réseaux-Energies » (ODRE)<sup>71</sup>. Elle permet à l'ensemble des parties prenantes qui le souhaitent de développer des analyses différenciées en fonction de multiples critères relatifs à l'apport du 70 % aux échanges transfrontaliers.

La CRE soutient pleinement cette initiative de RTE et estime que l'accès libre aux données permettra à toutes les parties prenantes, françaises et européennes, de développer une compréhension plus complète des enjeux résultant de la mise en œuvre du 70 %.

### 2.1.4.1.2. L'allocation des capacités à long terme

Le volume de droits de transport transfrontaliers alloués à long terme par les GRT, sous forme physique ou financière, est aujourd'hui calculé selon des modalités différentes suivant les frontières, avec un degré de coordination variable entre GRT. Le règlement « *Forward Capacity Allocation* », dit règlement FCA<sup>72</sup>, dispose en son article 10 que cette capacité de long terme devra faire l'objet d'un calcul coordonné dans chaque région de calcul de capacité. Chaque méthodologie de calcul de capacité à long terme doit être soumise par les GRT concernés au plus tard 6 mois après l'approbation de la méthodologie de calcul de capacité correspondante pour les échéances de court terme.

Dans les régions de calcul de capacité dont la France fait partie, les méthodologies de calcul et de répartition de la capacité à terme prévues par le règlement FCA ont été approuvées pour les régions Europe du Sud-Ouest et Italie Nord, respectivement en mars et décembre 2020. Pour la région Core, la répartition de la capacité à terme avait initialement été approuvée en juillet 2020 selon une approche de calcul de capacité fondée sur la capacité de transport nette (NTC) tandis que la méthodologie de calcul de capacité a été adoptée par l'ACER le 3 novembre 2021 selon une approche de calcul de capacité fondée sur les flux (flow-based), faute d'accord entre les régulateurs nationaux concernés. La méthodologie de répartition de la capacité à terme Core révisée dans le cadre du passage au flow-based a été approuvée en avril 2023 par les régulateurs. ENTSOE a procédé à des simulations afin de tester la méthode de calcul de capacité flow based, les résultats se sont révélés décevants en raison de la complexité des calculs à mettre en place. Le principe d'un calcul de capacité coordonné doit être préservé mais des améliorations sont nécessaires avant une mise en œuvre éventuelle.

En ce qui concerne l'allocation des capacités, le règlement FCA prévoit notamment l'établissement de règles d'allocation harmonisées au niveau européen (*Harmonised Allocation Rules*, dites HAR) et d'une plateforme d'allocation unique des droits. Ces HAR ainsi que les exigences fonctionnelles de la plateforme ont été approuvées fin 2017.

La mise en œuvre des HAR avait été anticipée par les GRT de vingt-deux pays européens, dont RTE, qui avaient proposé dès 2015 une première version de ces règles. Cependant, la nouvelle version approuvée en application du règlement FCA, applicable pour l'allocation des produits avec livraison à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2017, a apporté des améliorations : elle renforce en effet l'harmonisation des règles entre frontières et le régime de fermeté des droits de long terme pour les acteurs de marché (passage d'un plafond mensuel à annuel sur les compensations en cas de réduction de droits, suppression de l'heure limite de fermeté propre aux droits de long terme).

Le 29 octobre 2019, l'ACER a approuvé une nouvelle version de ces HAR. Les modifications introduites clarifient le mécanisme de compensation en cas de réduction des droits et renforcent le devoir d'information des GRT envers les acteurs de marché en cas de réduction des droits. Le 29 novembre 2021, l'ACER a approuvé une nouvelle version de ces HAR. Les modifications apportées par les GRT avaient principalement pour objectif d'introduire un plafond dans la rémunération des droits de long terme en cas de découplage. L'ACER a rejeté le raisonnement des GRT selon lequel la faible

<sup>71</sup> [www.opendata.reseaux-energies.fr](http://www.opendata.reseaux-energies.fr)

<sup>72</sup> Règlement (UE) 2016/1719 de la Commission du 26 septembre 2016 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de capacité à terme

performance des enchères de secours devrait conduire à une évolution du mécanisme de rémunération. Elle a recommandé aux GRT de travailler sur l'amélioration des procédures de repli. Le 22 décembre 2023, une nouvelle version des HAR approuvée par l'ACER a modifié les exigences en matière de garanties financières pour la participation aux enchères de long terme flow-based. Comme ce mode d'allocation repose sur une enchère commune mettant en concurrence l'ensemble des frontières d'une région (contrairement à l'allocation NTC qui se fait *via* des enchères différentes pour chaque frontière), un plafond de prix pour le calcul des garanties financières a été introduit, notamment pour limiter le montant de ces garanties pour les acteurs souhaitant acquérir des capacités sur plusieurs frontières.

L'article 61 du règlement FCA prévoit également que les GRT élaborent conjointement une méthodologie pour le partage des coûts encourus afin de garantir la fermeté et la rémunération des droits de transport à long terme. Cette méthodologie, approuvée le 4 décembre 2021 par l'ACER<sup>73</sup>, prévoit un mécanisme de socialisation de la rente de congestion journalière dans les régions de calcul de capacité régies par une méthodologie « flow-based » où existe une interdépendance des allocations entre frontières.

Le 22 mars 2023, l'ACER a approuvé une nouvelle version de trois méthodologies européennes prises en application du règlement FCA pour les adapter à l'introduction du flow-based à l'échéance long terme. La méthodologie relative au fonctionnement de la plateforme d'allocation unique JAO prévoit un principe d'allocation des capacités selon une fonction qui maximise, au moment de l'enchère, la valeur des capacités à long terme offertes par des arbitrages entre frontières d'une même région de calcul de capacité. Comme pour le calcul de capacité flow based à long terme, les simulations menées concernant les allocations de capacité selon l'approche flow-based dans la région Core ont donné des résultats non satisfaisants, notamment du fait de la fonction d'allocation qui introduit de l'instabilité quant aux capacités effectivement allouées à chaque frontière et ne conduit pas à allouer les capacités aux frontières où les besoins de couverture sont les plus importants. La concurrence entre les frontières que cette méthodologie introduit peut même conduire à ce qu'aucune capacité ne soit allouée à certaines interconnexions, ce qui contrevient à l'obligation de proposer des moyens de se couvrir contre les risques de différentiel de prix transfrontaliers à chaque frontière inscrite dans le règlement FCA.

Les méthodologies relatives au partage de la rente de congestion long terme et au partage des coûts de fermeté et de rémunération des droits de transport à long terme reposent sur un principe de mutualisation des revenus et des coûts liés aux droits de long terme à l'échelle de la région de calcul de capacité :

- Les détenteurs de capacité long terme sont rémunérés en priorité via le « pot commun » de recettes d'interconnexion journalières, puis, si nécessaire, via le pot commun des revenus générés par la vente des capacités long terme. Les potentiels coûts restants sont portés par les GRT concernés à la frontière.
- Les fonds non utilisés sont partagés entre GRT selon une clé de répartition utilisant les résultats du couplage journalier. Les GRT ont souhaité abandonner la répartition de ces revenus selon les résultats des enchères de long terme, qui sont avant tout le reflet des stratégies de couverture financières des acteurs de marché et ne reflètent pas nécessairement l'utilisation réelle des capacités d'interconnexion à l'échéance journalière. Cela permet ainsi d'harmoniser les échéances long terme et court terme.

### 2.1.4.1.3. L'allocation des capacités à l'échéance journalière

Depuis 2006, la France participe à des projets visant à interconnecter les marchés de l'électricité à l'échéance journalière. La modalité retenue dans les codes européens et en opération en France depuis 2014 est le couplage dit « implicite » des marchés journaliers européens, dans lequel la capacité d'interconnexion est allouée simultanément aux échanges d'énergie, ce qui résulte en un processus d'allocation maximisant le bien-être économique au profit du consommateur final. Le couplage s'est progressivement étendu jusqu'à l'ensemble des pays électriquement connectés de l'Union européenne : ce processus vient d'être complété par l'intégration de la frontière Croatie-Hongrie le 8 juin 2022. A l'exception des frontières avec la Suisse et avec la Grande-Bretagne, sur lesquelles la capacité d'interconnexion est allouée au travers d'enchères explicites, l'allocation de la capacité

---

<sup>73</sup> L'ACER a approuvé cette méthodologie par une première décision le 23 octobre 2020. PSE (GRT polonais) a fait appel de cette décision devant le Board of Appeal de l'ACER qui a rendu sa décision le 19 avril 2021 avant de renvoyer le sujet devant l'ACER.

d'interconnexion à l'échéance journalière s'effectue ainsi de manière implicite sur toutes les frontières françaises.

Dans la perspective d'une possible sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne sans accord de retrait, la CRE avait approuvé en mars 2019 des règles d'accès à l'Interconnexion France-Angleterre permettant d'organiser des enchères journalières explicites, visant à assurer la continuité des échanges électriques entre la France et le Royaume-Uni à toutes les échéances dans le cas où la Grande Bretagne serait découplée du marché intérieur de l'électricité européen<sup>74</sup>. L'accord de retrait (devenu « Accord de coopération et de commerce entre l'Union européenne et le Royaume-Uni »), entré en application le 1<sup>er</sup> janvier 2021, impose la sortie de la Grande-Bretagne du couplage journalier en implicite et laisse les enchères explicites au moyen des règles susmentionnées comme seul mécanisme pour réaliser des échanges aux interconnecteurs avec le Royaume-Uni.

En outre, l'annexe ENER.IV prévoit le développement d'un mécanisme d'échanges qui serait théoriquement moins imbriqué dans le couplage européen mais plus efficace que les échanges explicites, appelé « Couplage en volume libre » (CVL). Les régulateurs nationaux et l'ACER ont suivi de près le déroulement de l'analyse coûts-bénéfices, qui devrait apporter des informations cruciales pour la faisabilité du projet, et ont conclu qu'il ne convient pas de donner suite à ce projet selon le calendrier de mise en œuvre excessivement ambitieux prévu dans le traité : de nombreuses incertitudes doivent être clarifiées avant de procéder à la mise en œuvre du CVL, notamment concernant (i) l'estimation des flux des pays extérieurs au CVL et (ii) l'impact de l'ajout du processus opérationnel du CVL sur le mécanisme du couplage unique journalier, déjà très complexe à ce stade. La Commission Européenne a demandé des analyses complémentaires aux GRT au cours de l'année 2023. Le rapport des GRT confirme les problèmes déjà identifiés précédemment et soulève des nouveaux points notamment la compatibilité du CVL avec le design des zones de prix offshores prévues pour un certain nombre de réseaux et parc offshores hybrides. La Commission européenne et le Royaume-Uni ont demandé des analyses complémentaires que les GRT devront rendre avant la fin de l'année 2025.

Le règlement CACM prévoit que les États membres permettent à plusieurs opérateurs du couplage des marchés journalier et intrajournalier (NEMO) d'opérer le couplage des marchés de l'électricité, sauf quand un opérateur monopolistique a été désigné. En 2015, la CRE a désigné EPEX SPOT et Nord Pool EMCO comme NEMO en France pour une durée de quatre ans, désignation qui a été renouvelée le 21 novembre 2019 pour une nouvelle période de 4 ans. La CRE a renouvelé la désignation d'EPEX SPOT comme NEMO le 9 novembre 2023<sup>75</sup> pour une durée de quatre ans. Nord Pool EMCO a décidé de rester actif en France sans demander une nouvelle désignation mais faisant une demande de passeport afin d'opérer en France grâce à la désignation dans un autre pays.

La possibilité d'avoir plusieurs NEMO opérant dans une même zone nécessitait toutefois des évolutions techniques qui ont été approuvées par la CRE en 2016, et qui ont par la suite nécessité plusieurs années de développements techniques. Le 2 juillet 2019, Nord Pool EMCO, l'opérateur historique dans la région nordique détenu par Nord Pool AG, a rejoint EPEX SPOT pour opérer le couplage journalier dans la région Centre Ouest Europe. Nord Pool EMCO gère environ 5 % des volumes échangés sur le marché journalier en France.

#### 2.1.4.1.4. La mise en œuvre anticipée de l'allocation cible en intrajournalier

La CRE est pleinement impliquée dans la mise en œuvre du projet européen « Cross Border Intraday Trading Solution » (dit projet « XBID »). Ce projet, auquel participeront à terme l'ensemble des États Membres de l'Union européenne interconnectés, a pour objectif d'établir la plateforme sur laquelle, à l'échéance infra journalière, toutes les capacités d'interconnexion seront allouées de manière implicite et continue.

Le lancement du projet XBID aux frontières françaises en juin 2018 s'est traduit par des évolutions des méthodes d'allocation des capacités d'interconnexion en infra journalier. Ces évolutions ont été approuvées par la CRE le 31 mai 2018. Les frontières françaises avec l'Allemagne, la Belgique et l'Espagne ont fait partie de la première vague de frontières à rejoindre ce projet. La frontière française avec l'Italie a rejoint le projet XBID en septembre 2021.

<sup>74</sup> Délibération de la CRE du 14 mars 2019 portant approbation de la proposition de RTE relative aux règles d'accès à l'Interconnexion France-Angleterre en cas de sortie de la Grande Bretagne du couplage unique de marché journalier

<sup>75</sup> Délibération de la CRE du 9 novembre 2023 portant décision de renouvellement de la désignation d'EPEX SPOT en tant qu'opérateur de marchés journalier et intrajournalier de l'électricité en France

Un mécanisme d'allocation explicite est toujours utilisé sur les frontières avec la Grande-Bretagne. En outre, un système continu d'allocation explicite a lieu sur la frontière avec la Suisse depuis 2013, ainsi que sur la frontière avec l'Allemagne (celle-ci en complément de l'allocation implicite sur XBID).

Afin d'établir un prix pour la capacité à l'échéance infra journalière, en application de l'article 55 du règlement CACM, trois enchères infrajournalières par jour ont été mises en place depuis juin 2024 en complément du système continu. Ces enchères utiliseront des technologies similaires à celles du couplage journalier, ce qui implique que le marché infrajournalier continu doit être interrompu le temps de mener les enchères.

#### 2.1.4.1.5. L'optimisation et la sécurisation des capacités allouées

Des méthodologies permettant la coordination (article 35 du règlement CACM) et le partage des coûts (article 74 du règlement CACM) des actions de *redispatching* et échanges de contreparties (« RDCT ») doivent être développées dans chaque région de calcul de capacité. Elles visent, d'une part, à optimiser la capacité d'interconnexion pouvant être mise à la disposition des échanges transfrontaliers, et, d'autre part, à garantir que cette capacité ne mette pas en danger la sécurité d'exploitation du réseau proche du temps réel.

Les méthodologies RDCT ont fait l'objet de saisines de la part des GRT concernés entre avril 2019 et mars 2020. Elles ont été approuvées dans leur totalité dans les régions Europe du Sud-Ouest et Italie Nord. Du fait de désaccords entre les régulateurs de la région Core, les méthodologies RDCT ont été transférées à l'ACER en mars 2020 ont fait l'objet d'une décision de l'ACER en novembre 2020. Le tableau ci-dessous présente le statut de décision et la date de mise en œuvre attendue pour chacune de ces méthodologies.

Région	Statut de décision	Date de mise en œuvre attendue
Core	Coordination et partage des coûts adoptées par l'ACER en novembre 2020	Concomitante à la mise en œuvre de la méthodologie de coordination régionale de la sécurité opérationnelle (Article 76 SO)
Europe du Sud-Ouest	Coordination et partage des coûts approuvées en juin 2019 <sup>76</sup>	Après mise en œuvre des méthodologies de calcul de capacité coordonné et la méthodologie de coordination régionale de la sécurité opérationnelle (Article 76 SO)
Italie Nord	Coordination : approuvée en juin 2019 <sup>77</sup> Partage des coûts : méthodologie transitoire approuvée en janvier 2022 <sup>78</sup> .	Mise en œuvre de la solution transitoire depuis janvier 2022.

Figure 3 Statut de décision et date de mise en œuvre attendue des méthodologies RDCT

La CRE a toujours porté une grande vigilance au développement des méthodologies RDCT. La très grande disparité des coûts de RDCT entre les différents Etats membres est en effet, pour une grande partie, le résultat de différences significatives de politiques énergétiques. Des coûts élevés de RDCT résultent généralement d'une faible adéquation entre les niveaux d'investissement dans les réseaux nationaux et les évolutions en cours du mix énergétique, en particulier l'intégration massive d'énergies

<sup>76</sup> Délibération de la CRE du 6 juin 2019 portant approbation des méthodologies pour le *redispatching* et les échanges de contrepartie coordonnés ainsi que pour la répartition des coûts du *redispatching* et des échanges de contrepartie dans la région Europe du sud-ouest

<sup>77</sup> Délibération de la CRE du 6 juin 2019 portant approbation de la méthodologie pour le *redispatching* et les échanges de contrepartie coordonnés dans la région Italie Nord

<sup>78</sup> Délibération de la CRE du 19 janvier 2022 portant adoption de la méthodologie pour la répartition des coûts du *redispatching* et des échanges de contrepartie dans la région Italie Nord - CRE

renouvelables intermittentes et le décommissionnement de centrales conventionnelles. En France, les coûts nationaux de RDCT sont faibles en raison de l'importance et de la cohérence des investissements qui ont été réalisés à ce jour dans le réseau de transport d'électricité. Les niveaux de ces investissements étant, dans une large mesure, définis à l'échelon national, la CRE porte une grande attention à ce que les méthodologies RDCT ne viennent pas faire peser sur le consommateur français le poids de ces décisions de façon indue. Seule une approche juste est de nature à assurer que les investissements nécessaires soient réalisés et à ramener les échanges transfrontaliers à des niveaux satisfaisants. Au niveau européen, ces actions correctives sont principalement des actions coûteuses telles que des actions de *redispatching* ou d'échanges de contreparties. La France se distingue néanmoins par l'utilisation de parades topologiques en complément des actions correctives coûteuses. Ces parades, non coûteuses, permettent de réorienter les flux sur le réseau en modifiant sa topologie. Grâce à cette optimisation du réseau, de la capacité supplémentaire est offerte aux échanges transfrontaliers.

Dans ce contexte, la CRE considère que la décision de l'ACER sur la méthodologie de partage des coûts de RDCT de la région Core ne permet pas de parvenir à un équilibre juste et incitatif pour le bon développement des réseaux nationaux. En prévoyant un périmètre de partage des coûts qui dépasse le périmètre historique de coordination entre GRT pour la mise à disposition de capacité d'interconnexion et en négligeant l'impact qu'ont les flux internes à chaque zone sur la pollution créée tant au sein de la zone que dans les zones voisines, la décision conduira les GRT à porter des coûts résultants de sous-investissements dans les réseaux des zones voisines. En outre, cette décision contredit plusieurs dispositions du règlement électricité révisé relatives au partage des coûts de RDCT. La CRE a par conséquent fait appel de cette décision le 29 janvier 2021 devant la Commission des recours de l'ACER, en parallèle de cinq autres requérants. A la suite de la décision de la Commission des recours confirmant la décision de l'ACER le 28 mai 2021, plusieurs parties, dont la CRE, ont formé un recours contre cette décision devant le Tribunal de l'Union européenne. En septembre 2024, le Tribunal de l'Union européenne a annulé la décision de la Commission des recours de l'ACER.

### 2.1.4.2. Le développement des interconnexions françaises

#### 2.1.4.2.1. Le renforcement des interconnexions

En électricité comme en gaz, les nouvelles interconnexions sont des projets coûteux et complexes. Lorsque l'on inclut les renforcements internes du réseau rendus nécessaires par une nouvelle interconnexion, le coût d'investissement dépasse souvent le milliard d'euros. Dans un contexte d'évolution majeure et rapide du secteur, il est essentiel que les décisions d'investissement soient prises sur la base de tests de marché et d'analyses coûts-bénéfices solides, prenant en compte l'ensemble des renforcements internes des réseaux nécessaires pour la pleine utilisation des nouvelles capacités. La CRE, conformément à la loi, agit dans toutes ses missions au bénéfice des consommateurs finals. Elle veille à éviter que les consommateurs ne soient exposés à des coûts considérables pour construire des infrastructures dont l'utilité pour la construction du marché européen et la sécurité d'approvisionnement n'aurait pas été démontrée.

- **Le renforcement des capacités d'échanges avec l'Espagne**

La capacité d'échange entre la France et l'Espagne était jusqu'en 2015 d'environ 1300 MW de la France vers l'Espagne et d'environ 1100 MW de l'Espagne vers la France. Une nouvelle interconnexion entre Baixas et Santa Llogaia a été mise en service le 5 octobre 2015. Cette interconnexion a permis de doubler les capacités d'interconnexion entre la France et l'Espagne, pour les porter à 2300 MW à l'import et à 2600 MW à l'export<sup>79</sup> à la suite des travaux de renforcements du réseau interne espagnol en 2017.

En septembre 2017, les régulateurs français et espagnol ont conclu un accord de partage transfrontalier des coûts du projet Golfe de Gascogne, en application du règlement (UE) n° 347/2013. Ce projet consiste à construire deux lignes en courant continu à haute tension de 1000 MW entre Gatica (ES) et Cubnezais (FR) : il devrait ainsi permettre d'atteindre des capacités d'interconnexion d'environ 5000 MW entre les deux pays, à l'import comme à l'export. Le projet s'est vu accorder début 2018 une subvention européenne de 578 M€ dans le cadre du mécanisme pour l'interconnexion en Europe (MIE). Le projet a rencontré des difficultés liées au franchissement du Golf de Cap-Breton, qui ont conduit à la révision de son tracé. A l'issue des appels d'offres début 2023, REE et RTE ont informé leurs régulateurs respectifs la CNMC et la CRE du budget final total du projet, pour un montant de 3 100 M€, provision

---

<sup>79</sup> NTC moyenne constatée en 2017.

pour risque de 250 M€ incluse. Ce budget final, significativement supérieur au budget estimé initialement (1 750 M€ hors provision pour risque) a conduit la CRE et la CNMC à réviser l'accord de partage des coûts transfrontaliers (CBCA). Cette révision a été adoptée par la CRE et la CNMC le 2 mars 2023<sup>80</sup>. La date de mise en service est prévue en 2028 (contre 2025 prévu initialement) en raison des contraintes de production des câblers (le contexte est particulièrement tendu sur la fourniture de câbles HDVC). La CRE considère que la réalisation du projet Golfe de Gascogne est prioritaire.

Au-delà du projet Golfe de Gascogne, d'autres développements ont été évoqués dans le cadre du Groupe de Haut Niveau sur les interconnexions en Europe du Sud-Ouest mis en place par la Commission européenne à la suite de la Déclaration de Madrid du 4 mars 2015. La CRE considère qu'il convient de traiter les différents projets les uns après les autres, la priorité étant donnée à la réalisation du projet Golfe de Gascogne. Le schéma décennal de développement de réseau de RTE met en avant des incertitudes techniques, économiques et sociétales rencontrées lors de la phase d'étude, ainsi que des coûts de congestion très importants sur le réseau français et des besoins de renforcement des réseaux amont conséquents. Par ailleurs, ces projets soulèvent des questions d'acceptabilité locale majeures. A ce stade, les analyses coûts-bénéfices réalisées n'ont pas démontré que les bénéfices apportés par ces projets dépassaient les coûts, au vu des risques potentiels associés à ce projet.

- **Mise en service de l'interconnexion Savoie Piémont (France-Italie)**

L'interconnexion a été mise en service par RTE et Terna à mi-capacité à partir de novembre 2022 (lien n°2, 600 MW). Le projet a fait l'objet d'importants retards pendant la crise sanitaire du COVID-19 et a été affecté par des difficultés de développement d'un contrôle commande fonctionnel, affectant certaines sous-stations. La consignation du lien n°2, initialement planifiée du 1<sup>er</sup> mars au 31 mai 2023 en raison d'importants travaux de maintenance réalisés par la société du tunnel de Fréjus en Italie (SITAF) sur le viaduc de Bussoleno, a été prolongée jusqu'à la mi-juillet 2023, en raison d'un acte de malveillance survenu en Italie le 3 mai 2023. Cet incident a également reporté la mise en service du lien n°1 (600 MW), qui a été effective en août 2023.

Ce projet a obtenu une dérogation pour 10 ans à l'obligation de dissociation de la propriété ainsi qu'à l'utilisation obligatoire des recettes liées à l'allocation de la capacité d'interconnexion (décision de la Commission européenne du 9 décembre 2016). Cette dérogation porte exclusivement sur la partie italienne du projet et sur un des deux câbles qui doivent être posés, elle doit permettre le financement d'une partie du projet par des grands consommateurs industriels italiens. Une deuxième demande d'exemption a été effectuée sur la seconde portion de 250 MW par la société Pi.Sa.2. Elle a cependant été refusée par une décision de la Commission en date du 11 septembre 2020.

- **Interconnexion France – Grande-Bretagne**

De nombreux projets de nouvelles interconnexions entre la France et la Grande-Bretagne, dont certains sont portés par des acteurs privés, sont actuellement en phase d'étude, voire en début de réalisation.

D'une part, l'interconnexion ElecLink (liaison de 1000 MW) a bénéficié d'une décision d'exemption accordée en 2014 par la CRE et son homologue britannique, l'Ofgem. Le chantier de l'interconnexion a été formellement lancé le 23 février 2017, par la pose de sa première pierre. Toutefois, la Commission Intergouvernementale (CIG) du Tunnel sous la Manche, qui avait accordé à ElecLink en 2014 l'agrément lui permettant de réaliser les travaux d'installation de l'interconnexion électrique dans le tunnel et de l'exploiter ensuite, a suspendu cet agrément le 18 octobre 2017 afin d'obtenir des garanties supplémentaires et de réaliser des tests. La suspension de cet agrément a entraîné des retards dans la réalisation des travaux et a nécessité de prolonger à plusieurs reprises la durée de validation de l'exemption accordée à ElecLink. La CIG a rétabli l'agrément le 10 décembre 2020, permettant à ElecLink de reprendre les travaux. En conséquence, ElecLink a transmis à la CRE, le 31 mars 2021, une demande visant à ce que la période de validité de la décision de dérogation soit prolongée jusqu'au 15 août 2022. La CRE a émis un avis favorable concernant cette demande le 15 avril 2021<sup>81</sup>. ElecLink a obtenu la validation par la CIG de son dossier de sécurité le 17 février 2022, qui permet de garantir la compatibilité de l'interconnexion avec les installations ferroviaires. Cette étape a permis au projet de

---

<sup>80</sup> [Délibération de la CRE du 2 mars 2023 portant modification de la décision conjointe de répartition transfrontalière du projet Golfe de Gascogne](#)

<sup>81</sup> [Délibération de la CRE du 15 avril 2021 portant avis sur la demande de prolongation de la validité de la dérogation octroyée à la société ElecLink Ltd](#)

passer à la phase suivante, le transfert technique d'électricité entre RTE et National Grid. ElecLink a réalisé ses premiers échanges commerciaux le 25 mai 2022.

Les règles d'accès à l'interconnexion ElecLink ont été approuvées par la CRE et l'Ofgem au premier semestre 2016 et modifiées le 17 octobre 2019 : les capacités qui seront allouées aux échéances de long terme, aux échéances journalières et infra-journalière, seront soumises à des règles d'accès identiques à celles en vigueur sur l'interconnexion France – Grande-Bretagne existante (IFA).

Par ailleurs, trois autres projets d'interconnexion entre la France et le Royaume-Uni sont en cours d'étude, bien qu'à des phases de maturité inégales : le projet Aquind (2 000 MW), le projet FAB (1 400 MW) ainsi que le projet GridLink (1 400 MW). La mise en œuvre de l'ensemble de ces projets porterait ainsi la capacité d'interconnexion entre la France et le Royaume-Uni à 8,8 GW.

La société Aquind a déposé une première demande d'exemption le 17 mai 2017 auprès de la CRE et de l'Ofgem, demande qui a été transmise à l'ACER pour être instruite, faute d'accord entre les deux régulateurs concernés. Le 19 juin 2018, l'ACER a adopté une décision dans laquelle elle refuse d'accorder une dérogation à ce projet. Cette décision a été confirmée par la Chambre de Recours de l'ACER le 17 octobre 2018, décision contre laquelle Aquind a déposé un recours devant le Tribunal de l'Union européenne (TUE). Le TUE a annulé cette décision dans son arrêt du 18 novembre 2020 « Aquind Ltd c/ ACER » (T-735/18). La commission des recours de l'ACER a toutefois jugé l'appel irrecevable dans une décision du 4 juin 2021, s'estimant incompétente à la suite de la sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne.

En août 2019, Aquind a saisi les régulateurs français, britannique, allemand et espagnol d'une demande d'investissement et d'une répartition transfrontalière des coûts en application des dispositions de l'article 12 du règlement (UE) n°347/2013. Les régulateurs concernés par la demande, la CRE et l'Ofgem, par un courrier conjoint en date du 15 avril 2020, ont notamment informé Aquind qu'ils avaient arrêté l'instruction de la demande à la suite de la perte du statut de PIC d'Aquind. En effet, Aquind, listé comme un projet d'intérêt commun depuis le 23 novembre 2017, n'a pas été sélectionné pour la quatrième liste PIC 2019. Aquind a demandé, sur le fondement de l'article 263 du TFUE, l'annulation du règlement délégué 2020/389 de la Commission européenne du 31 octobre 2019 en ce qu'il supprime son projet de la liste des PIC. Un premier recours au fond avait été formé, lequel était assorti d'une procédure en référé. Le référé a été rejeté par ordonnance en date du 22 avril 2020. Le recours au fond a été rejeté pour irrecevabilité par ordonnance en date du 5 mars 2021. Cette ordonnance fait l'objet d'un appel introduit par Aquind (procédure C-310/21). Parallèlement au premier recours au fond, Aquind avait introduit un second recours, consciente du risque d'irrecevabilité de son premier recours. La perte du statut de PIC a fait l'objet de deux recours, *in fine* rejetés par le TUE et par la Cour de justice de l'Union européenne (CJUE).

Par ailleurs, Aquind a déposé auprès de la CRE et de l'Ofgem une nouvelle demande d'exemption portant sur la partie française de l'interconnexion en date du 2 juin 2020. Les deux régulateurs ont fait une demande conjointe d'éléments additionnels afin de pouvoir considérer le dossier complet. Une consultation publique a été lancée fin 2020. Toutefois, au regard du nouvel accord de commerce et de coopération conclu entre le Royaume-Uni et l'UE du 24 décembre 2020, qui fait suite à la sortie du Royaume-Uni de l'UE, la CRE et l'Ofgem ont dû considérer que le processus de demande d'exemption défini par le règlement n'était applicable que pour des projets d'interconnexion développés entre des Etats Membres de l'UE et qu'ils n'ont plus la compétence juridique nécessaire pour instruire et prendre une décision concernant une demande d'exemption. Par conséquent, ils ont décidé conjointement de mettre un terme à la consultation publique en cours, ainsi qu'au processus d'instruction. Le projet Aquind n'a à ce jour pas fait de nouvelle demande auprès du régulateur.

Dans le cadre de la sélection 2023 des projets d'intérêt commun (PIC) et des projets d'intérêt mutuel (PIM), en application du règlement TEN-E révisé, Aquind a candidaté au statut de PIC. Le 21 avril 2023, la CRE a objecté à l'inclusion du projet Aquind à la sixième liste PIC en l'absence de respect du critère transfrontalier propre au statut de PIC, ce qui a été confirmé par la Commission européenne en groupe régional le 9 juin 2023. L'autorité de régulation (Ofgem) et le gouvernement britannique se sont également prononcés contre l'inclusion du projet sur la liste PIC.

S'agissant du projet FAB, la CRE a été saisie, le 25 juillet 2018, d'une demande d'investissement déposée par la société FAB Link Ltd. Par courrier du 18 octobre 2018, la CRE a indiqué au porteur de projet que sa demande d'investissement n'était pas recevable dans la mesure où elle n'avait pas été déposée conjointement par l'ensemble des porteurs de projets, conformément aux dispositions du

paragraphe 3 de l'article 12 du règlement (UE) n°347/2013. A ce jour, la CRE n'a pas été saisie à nouveau.

S'agissant du projet GridLink, la CRE a été saisie d'une nouvelle demande le 17 mars 2021. Dans le cadre de l'analyse du projet par la CRE, une consultation publique a été menée du 28 juin au 26 juillet 2021 afin d'interroger les acteurs sur l'analyse des bénéfices et des coûts d'un nouveau projet à la frontière France-Royaume Uni. Dans sa délibération du 19 janvier 2022<sup>82</sup>, la CRE a rejeté la demande d'investissement du projet GridLink, en raison d'une absence de certitude raisonnable sur les coûts et bénéfices attachés à ce projet, dans un contexte juridique particulier où les incertitudes provenant de la sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne demeuraient fortes. La société portant le projet GridLink envisage de revenir avec une nouvelle proposition de développement de l'interconnexion auprès du régulateur.

La CRE a tenu une consultation publique sur l'opportunité de nouveaux projets d'interconnexions entre la France et le Royaume-Uni du 5 mars au 19 mai 2024. Le document de consultation publique présente les orientations préliminaires de la CRE sur le sujet. La CRE estime qu'au regard des analyses coût-bénéfice, il pourrait exister un intérêt économique pour une nouvelle interconnexion d'environ 1 GW entre la France et le Royaume-Uni. La CRE estime en revanche qu'une interconnexion d'une puissance significativement supérieure à 1 GW ne présente pas d'intérêt économique. La CRE note également que les bénéfices attendus de l'interconnexion sont inégalement répartis entre la France et le Royaume-Uni, à l'avantage du Royaume-Uni. La CRE a publié le classement établi par RTE dans l'optique d'un développement en partenariat avec un porteur de projet. Le projet Getlink se classe premier en raison de sa puissance d'environ 1 GW, de son passage dans le tunnel sous la Manche jugé moins risqué qu'en sous-marin et de l'expérience démontrée du porteur de projet. La CRE prend acte de cette analyse qu'elle estime fondée sur des critères de comparaison pertinents. Toutefois, la CRE souligne que la poursuite d'un projet nécessiterait une approbation par l'Ofgem. Or, le projet de GetLink ne dispose pas, à date, de cadre réglementaire au Royaume-Uni. Dans ce contexte, le développement du projet FAB, deuxième du classement de RTE et qui dispose d'un mécanisme Cap and Floor, pourrait être envisagé. Dans ce contexte, la CRE et l'Ofgem ont publié en février 2025 une communication conjointe informant les acteurs de marché de la poursuite de discussions approfondies sur l'opportunité de nouvelles interconnexions entre les deux pays. Une nouvelle communication conjointe des régulateurs est prévue à l'automne 2025.

- **La création d'une interconnexion France-Irlande**

Les études de faisabilité d'une interconnexion entre la France et l'Irlande, baptisée Celtic Interconnector, ont été lancées en 2014 par RTE et le GRT irlandais EirGrid. Cette interconnexion, d'une capacité de 700 MW et d'une longueur totale de 600 km est reconnue Projet d'Intérêt Commun par la Commission européenne.

La CRE et le régulateur irlandais ont conclu en avril 2019 un accord de partage des coûts du projet, qui reflète les bénéfices apportés par l'interconnexion aux deux pays. RTE portera ainsi 35 % des coûts d'investissement. Le projet s'est vu accorder, le 2 octobre 2019, une subvention pour travaux d'un montant de 530,7 M€ dans le cadre du Mécanisme pour l'Interconnexion en Europe (MIE). Les deux régulateurs ont confirmé, le 10 octobre 2019, les modalités de partage des coûts entre RTE et Eirgrid.

A l'issue des appels d'offres fin 2022, RTE et Eirgrid ont informé leurs régulateurs respectifs CRE et ERU du budget final du projet, d'un montant de 1623 M€ dont 141 M€ de provisions pour risque. Le budget final, significativement supérieur au budget estimé initialement (930 M€), a conduit la CRE et la CRU à réviser l'accord transfrontalier des coûts du projet (CBCA) le 2 novembre 2022<sup>83</sup>. L'accord a été mis à jour en conservant la répartition actuelle des coûts (65 % pour l'Irlande/35 % pour la France), les

---

<sup>82</sup> [Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 19 janvier 2022 portant décision sur la demande d'investissement de l'interconnexion GridLink Interconnector Limited](#)

<sup>83</sup> [Délibération de la CRE du 3 novembre 2022 adoptant la décision de réexamen de la décision conjointe de répartition transfrontalière des coûts du projet Celtic](#)

surcoûts étant répartis de manière équitable entre les GRT (partage à 50/50) à partir d'un seuil réactualisé de 1 178 M€ (au lieu de 930 M€ en 2018).

Les travaux de construction du Celtic Interconnector ont débuté en 2023. La mise en service de la liaison est prévue à l'horizon 2026.

- **Les autres projets à l'étude ou en cours de développement**

En plus des frontières précédemment mentionnées, RTE répertorie également dans son schéma décennal de développement de réseau des développements d'interconnexion avec l'Allemagne (le passage en 400 kV de la ligne 225 kV Muhlbach – Eichstetten ainsi que le renforcement Vigy – Uchtelfangen pour une mise en service en 2026-2027), la Belgique (liaison entre Avelin et Avelgem) et la Suisse (renforcement des capacités d'interconnexion à l'horizon 2030). En particulier, les travaux sur la liaison Avelin – Avelgem ont été finalisés fin 2022, tandis que la première phase du renforcement de la liaison avec la Suisse (augmentation de la capacité de transit de la ligne Génissiat Verbois) est opérationnelle depuis 2018. Le projet franco-belge Lonny-Achene-Gramme, représente la dernière étape d'une succession de renforcements, dont la première partie est prévue pour une mise en service en 2025 et la seconde à l'horizon 2030-2032.

### 2.1.4.2.2. L'analyse de la cohérence du plan d'investissement du GRT français avec le plan européen de développement du réseau

La CRE examine le schéma décennal de développement de réseau (SDDR) établi par RTE afin de vérifier que tous les besoins en matière d'investissements sont couverts et que le schéma décennal est cohérent avec le *Ten Year Network Development Plan* élaboré par l'ENTSO-E (ci-après « TYNDP »).

Le dernier SDDR a été publié en septembre 2019. A la suite d'une consultation publique, la CRE a rendu son examen le 23 juillet 2020.

Les différences observées sur les hypothèses des scénarios sont liées à des évolutions des objectifs énergie-climat français et européens que le SDDR a intégrées. La CRE considère que ces différences ne remettent pas en cause la cohérence entre les deux schémas, car les hypothèses prises en compte dans le SDDR sont fondées sur des sources et des objectifs de politique énergétique plus récents et ont vocation à être intégrées dans au moins un des scénarios du TYNDP 2020. En revanche, l'articulation entre les scénarios du TYNDP et du SDDR pourrait être présentée de manière plus transparente, au moyen d'une comparaison chiffrée aux échéances adéquates. Les éléments de comparaison présentés dans le SDDR sont principalement qualitatifs et liés seulement à l'évaluation des projets d'interconnexions. La CRE considère que le SDDR est globalement cohérent avec le TYNDP.

RTE a publié début 2025 une mise à jour de son schéma décennal de développement du réseau à l'horizon 2040. Les analyses de RTE font état de dépenses prévisionnelles d'investissement dans le réseau de transport de l'ordre de 100 Mds€ entre 2025 et 2040. Ce plan repose notamment sur une stratégie priorisée visant à :

- Renouveler un quart des lignes du réseau de transport arrivant en fin de vie ;
- Raccorder les nouveaux utilisateurs du réseaux (consommateurs, production EnR terrestres, parcs éoliens en mer) ;
- Adapter la structure du réseau de transport, en recherchant les solutions d'optimisation dont le recours aux flexibilités ;
- Développer les interconnexions avec les pays voisins en étant vigilant aux besoins de renforcement du réseau interne.

La CRE publiera une consultation publique sur l'examen de ce schéma au cours de l'année 2025. Un débat public national sera également organisé sous l'égide de la commission nationale du débat public (CNDP).

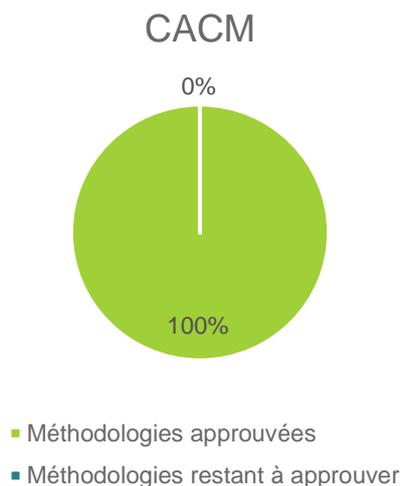
### 2.1.5. La surveillance et le contrôle du respect des obligations des acteurs

#### 2.1.5.1. La mise en œuvre des codes de réseau

##### 2.1.5.1.1. La mise en œuvre des règles relatives à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion

Entrée en vigueur le 14 août 2015, la ligne directrice CACM (pour *Capacity Allocation and Congestion Management*) régit le calcul et l'allocation de capacité aux échéances journalière et infra-journalière. Le règlement CACM est composé d'un corpus d'une quarantaine de méthodologies devant être élaborées par les GRT et/ou des NEMO européens et devant faire l'objet d'approbations des autorités de régulation nationales. Ces méthodologies peuvent être pan-européennes, régionales ou nationales. A mi-2021, une très large partie des méthodologies découlant du règlement CACM a été approuvée.

A l'initiative de la Commission, les régulateurs et l'ACER travaillent activement à l'élaboration d'une proposition d'amendement de CACM. Ce règlement a été le premier « code réseau » européen et il convient de faire un bilan de ces six dernières années afin d'améliorer l'opérativité des mécanismes européens, particulièrement sur les sujets relatifs à la gouvernance entre NEMO et GRT ainsi que l'alignement des dispositions du code avec le règlement (EU) 2019/943 sur le marché intérieur. La CRE participe activement dans l'élaboration de ces propositions afin de soumettre à la Commission un projet d'amendement qui assure des mécanismes de couplage au court terme robustes et efficaces. L'ACER a transmis une recommandation portant sur des propositions d'amendements du règlement CACM à la Commission européenne. Les travaux, temporairement arrêtés le temps que soit menée la réforme du *market design* de l'électricité, ont repris au printemps 2025.



**Figure 4 Méthodologies CACM approuvées ou restant à approuver**

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2024 :

- la CRE a approuvé, en accord avec les autorités de régulation régionales concernées :
  - l'amendement de la méthodologie de calcul de capacité journalier dans la région Core en application des dispositions des articles 9 et 20 du règlement CACM, le 26 septembre 2024<sup>84</sup> ;
  - l'amendement des règles d'allocation explicite de capacité à l'échéance infrajournalière sur la frontière France-Allemagne en application des dispositions de l'article 64 du règlement CACM, le 30 janvier 2025<sup>85</sup> ;

<sup>84</sup> Amendement de la méthodologie de calcul de capacité journalier dans la région Core | CRE

<sup>85</sup> Amendement des règles d'allocation explicite de capacité à l'échéance infrajournalière sur la frontière France-Allemagne | CRE

- l'amendement de la méthodologie de calcul de capacité infrajournalier dans la région Core en application des dispositions des articles 9 et 20 du règlement CACM, le 27 mai 2025<sup>86</sup> ;
- l'ACER, à la suite de l'avis favorable des régulateurs européens au sein du BoR, a approuvé les méthodologies pan-européennes suivantes :
  - l'amendement de la méthodologie déterminant les régions de calcul de capacité, en application des dispositions de l'article 15 du règlement CACM, le 19 mars 2024 ;
  - l'amendement des exigences applicables aux algorithmes de couplage par les prix et d'appariement continu des transactions en application des dispositions des articles 8, 9 et 37 du règlement CACM, le 23 septembre 2024 ;
  - l'amendement de la méthodologie de calcul des échanges programmés résultant du couplage unique journalier en application des dispositions de l'article 43 du règlement CACM, le 25 septembre 2024 ;
  - l'amendement des produits pouvant fournis au couplage unique journalier en application de l'article 40 du règlement CACM, le 25 septembre 2024 ;
  - l'amendement des produits pouvant fournis au couplage unique infrajournalier en application de l'article 53 du règlement CACM, le 27 mars 2025.
- à la suite d'un désaccord entre les autorités de régulation régionales concernées, l'ensemble des régulateurs européens, sous l'égide de l'ACER, a approuvé les méthodologies régionales suivantes concernant la France :
  - l'amendement de la méthodologie de calcul de capacité infra journalière de la région Core, en application des dispositions des articles 9 et 20 du règlement CACM, le 14 mars 2024.

### 2.1.5.1.2. La mise en œuvre des règles relatives à l'allocation de capacité à terme

Entrée en vigueur le 17 octobre 2016, la ligne directrice relative à l'allocation de capacité à terme, dite « règlement FCA », vise à harmoniser les règles de calcul et d'allocation des capacités d'interconnexion à long terme (produits annuels, trimestriels, mensuels...), qui permettent aux acteurs de marché de sécuriser leurs échanges transfrontaliers d'énergie et de se couvrir contre les différentiels de prix journaliers entre zones.

Comme dans le cas du règlement CACM, la mise en œuvre de ce règlement a donné lieu à l'approbation coordonnée, par les autorités de régulation ou l'ACER, de méthodologies soumises par les GRT :

- Au niveau européen :
  - exigences concernant la plateforme d'allocation unique, conformément à l'article 49 du règlement FCA, et méthodologie pour le partage des coûts entraînés par l'établissement, le développement et le fonctionnement de la plateforme d'allocation unique, conformément à l'article 59 du règlement FCA (décision de la CRE du 12 octobre 2017, décision de l'ACER du 22 mars 2023) ;
  - méthodologie pour la fourniture de données sur la production et la consommation, conformément à l'article 17 du règlement FCA (décision de la CRE du 6 décembre 2017) ;
  - méthodologie pour le modèle de réseau commun, conformément à l'article 18 du règlement FCA (décision de la CRE du 11 juillet 2018) ;
  - méthodologie pour la répartition du revenu de congestion, conformément à l'article 57 du règlement FCA (décision de la CRE du 13 juin 2019, décision de l'ACER du 22 mars 2023) ;
  - méthodologie pour le partage des coûts encourus afin de garantir la fermeté et la rémunération des droits de transport à long terme, conformément à l'article 61 du

---

<sup>86</sup> Amendement de la méthodologie de calcul de capacité à l'échéance infrajournalière dans la région Core | CRE

règlement FCA (décision de l'ACER du 23 octobre 2020 puis décision de l'ACER du 4 octobre 2021, décision de l'ACER du 22 mars 2023).

- Ou au niveau régional :
  - annexes régionales aux règles d'allocation harmonisées, conformément à l'article 52 du règlement FCA (décision de la CRE du 12 octobre 2017 pour les régions Manche, Europe du Sud-Ouest, Italie Nord et Core, décision de la CRE du 6 décembre 2018 pour la région Europe du Sud-Ouest, décision de la CRE du 4 avril 2019 pour les régions Manche et Core, décision de la CRE du 17 octobre 2019 pour la région Core, cette dernière amendée le 16 décembre 2021, décision de la CRE du 12 novembre 2020 pour la frontière France-Angleterre) ;
  - conception régionale des droits de transport à long terme, conformément à l'article 31 du règlement FCA (décisions de la CRE du 12 octobre 2017 pour les régions Europe du sud-ouest, Italie Nord et Core, cette dernière amendée le 12 juillet 2020) ;
  - méthodologies de calcul de la capacité pour les échéances de long terme pour la région Europe du Sud-Ouest (décision de la CRE du 5 mars 2020), Italie Nord (décision de la CRE du 15 décembre 2020) et Core (décision de l'ACER du 3 novembre 2021 puis décision de l'ACER du 18 janvier 2023), conformément à l'article 10 du règlement FCA ;
  - méthodologies de répartition de la capacité pour les échéances de long terme pour la région Europe du Sud-Ouest (décision de la CRE du 5 mars 2020), Core (décision de la CRE du 30 juillet 2020, décision de la CRE du 11 mai 2023) et Italie Nord (décision de la CRE du 15 décembre 2020), conformément à l'article 16 du règlement FCA.

Par ailleurs, en l'absence d'accord unanime des autorités de régulation, les principes communs applicables à tous les gestionnaires de réseaux de transport visés dans les règles d'allocation harmonisées (HAR), soumis par l'ensemble des GRT européens en application de l'article 51 du règlement FCA, a été approuvé par décision de l'ACER le 2 octobre 2017. Cette version a été subséquemment modifiée par décision de l'ACER du 29 octobre 2019, par décision de l'ACER du 29 novembre 2021 et par décision de l'ACER du 22 décembre 2023. L'intégralité des méthodologies prévues par le règlement FCA a été approuvée.

### **2.1.5.1.3. La mise en œuvre des codes de réseau relatifs aux conditions de raccordement aux réseaux électriques**

En application de l'article 6 du règlement (CE) n°714/2009 du Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et abrogeant le règlement (CE) n° 1228/2003, la Commission européenne a adopté en 2016, trois règlements établissant un code de réseau relatif aux conditions de raccordement au réseau électrique :

- le règlement (UE) 2016/631 du 14 avril 2016 *établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité*, entré en vigueur le 17 mai 2016 ;
- le règlement (UE) 2016/1388 du 17 août 2016 *établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des réseaux de distribution et des installations de consommation*, entré en vigueur le 7 septembre 2016 ; et
- le règlement (UE) 2016/1447 du 26 août 2016 *établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des systèmes en courant continu à haute tension et des parcs non synchrones de générateurs raccordés en courant continu*, entré en vigueur le 28 septembre 2016.

Certaines exigences techniques sont définies de manière exhaustive par les codes de raccordement et sont, en conséquence, directement applicables sans qu'il soit nécessaire pour les États membres de les préciser. En revanche, pour d'autres exigences, il appartient à chaque État membre de déterminer les paramètres détaillés d'application.

### **Adoption des mesures pour la mise en œuvre des codes de raccordement**

Le ministre de l'Énergie est compétent pour approuver par arrêté certaines prescriptions techniques relatives aux conditions de raccordement aux réseaux publics d'électricité, après avis de la CRE. Cet

arrêté a été adopté le 9 juin 2020 par le ministre chargé de l'énergie et publié le 25 juin 2020 au Journal officiel de la République française.

### Application des codes de raccordement en cas de modification substantielle d'une unité, installation, réseau ou système

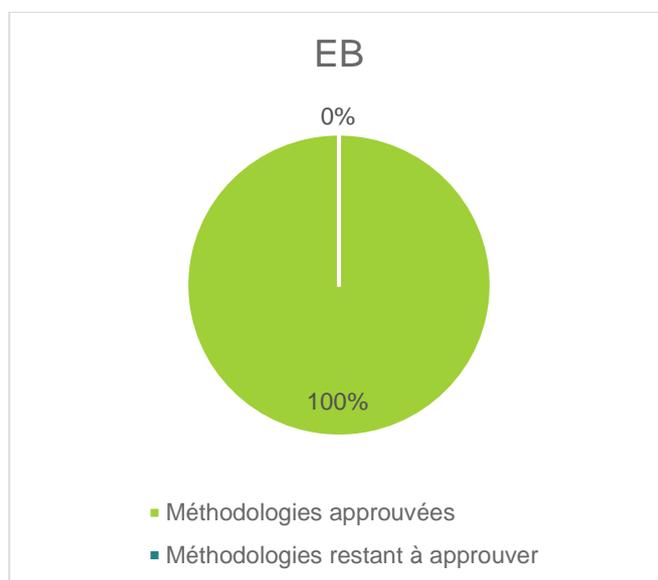
Par une délibération en date du 16 juillet 2020<sup>87</sup>, la CRE a décidé, sur la base de critères fixés par le ministre chargé de l'énergie dans l'arrêté précité, quelles exigences des codes de raccordement sont applicables à la suite d'une modification substantielle d'une unité de production, d'une installation de production ou de consommation, d'un réseau de distribution ou d'un système en courant continu et si la convention de raccordement jusqu'alors applicable doit être modifiée ou si l'établissement d'une nouvelle convention de raccordement est requis.

### Demandes de dérogation

La CRE a accordé, conformément à l'article 62 du règlement (UE) 2016/631, des dérogations à certaines exigences de ce règlement à 4 propriétaires d'installations de production d'électricité par 3 délibérations en date du 28 octobre 2021<sup>88</sup> et une délibération en date du 13 décembre 2022<sup>89</sup>.

La CRE a accordé, conformément à l'article 63 du règlement (UE) 2016/631, une dérogation pour les unités de production d'électricité de 30 MW ou moins par une délibération en date du 19 septembre 2024<sup>90</sup>

#### 2.1.5.1.4. L'élaboration des règles relatives à l'équilibrage du système électrique



**Figure 5 Méthodologies EB approuvées ou restant à approuver**

Le règlement européen relatif à l'équilibrage (Electricity Balancing Guidelines - EB) est entré en vigueur le 18 décembre 2017. Ce règlement vise à renforcer l'intégration des marchés européens et est fondé sur la généralisation du recours à des produits standards d'équilibrage échangés sur des plateformes

<sup>87</sup> [Délibération de la CRE du 16 juillet 2020 portant décision relative aux installations, réseaux et systèmes faisant l'objet de modifications au sens des articles 4 des règlements \(UE\) 2016/631, 2016/1388 et 2016/1447 de la Commission](#)

<sup>88</sup> [Délibération de la CRE du 28 octobre 2021 portant décision d'octroi des dérogations à certaines exigences du règlement \(UE\) 2016/631 pour la société B+T Energie France SAS ; Délibération de la CRE du 28 octobre 2021 portant décision d'octroi des dérogations à certaines exigences du règlement \(UE\) 2016/631 pour la société SAICA Paper France ; Délibération de la CRE du 28 octobre 2021 portant décision d'octroi des dérogations à certaines exigences du règlement \(UE\) 2016/631 pour la société Green Valley Energy](#)

<sup>89</sup> [Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 13 décembre 2022 portant décision d'octroi des dérogations à certaines exigences du règlement \(UE\) 2016/631 pour la société Reservoir Sun](#)

<sup>90</sup> [Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 19 septembre 2024 portant décision d'octroi des dérogations à certaines exigences du règlement \(UE\) 2016/631 pour les unités de production d'électricité de 30 MW ou moins](#)

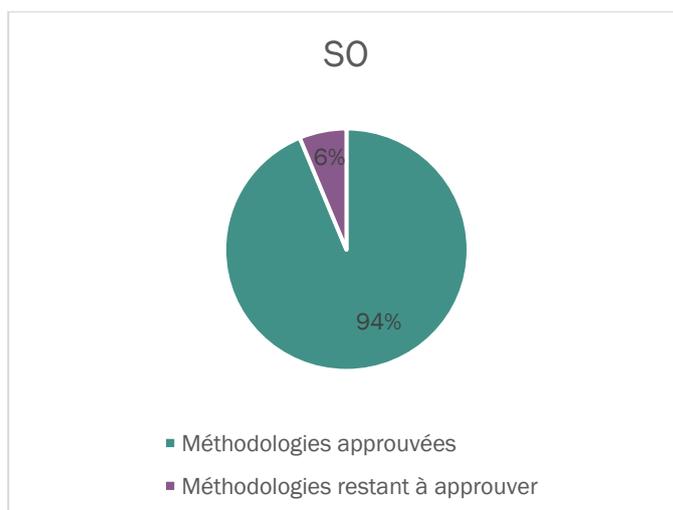
de marché européennes. La mise en œuvre de ce règlement a donné lieu à plusieurs méthodologies pan-européennes ou régionales soumises à l'approbation des régulateurs.

Trois méthodologies adoptées précédemment ont fait l'objet d'amendements en 2024 et au 1<sup>er</sup> semestre 2025 :

- méthodologie de calcul de capacité à l'échéance équilibrage dans la région Core le 16 mai 2024 ;
- dans le cadre de l'évolution du fonctionnement de la plateforme PICASSO, afin d'en limiter la volatilité et ainsi sécuriser la connexion des GRT européens, méthodologie de prix pour l'échange d'énergie d'équilibrage et de la capacité entre zones utilisée pour l'échange d'énergie d'équilibrage ou pour la compensation des déséquilibres, le 5 juillet 2024. Ce sujet a par ailleurs entraîné un amendement du cadre de mise en œuvre de la plateforme d'une plateforme européenne d'échange d'énergie de réserve secondaire ;
- méthodologie relative à l'harmonisation du processus d'allocation de capacité entre zones le 29 janvier 2025.

### 2.1.5.1.5. L'élaboration des règles relatives à l'exploitation du système électrique

Entré en vigueur le 14 septembre 2017, le règlement (UE) 2017/1485 du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité (règlement « SOGL ») décrit les exigences et les principes relatifs à l'exploitation du système électrique avec l'objectif d'assurer une exploitation sûre du système électrique européen. Le règlement SOGL est en pcomposé d'un corpus de méthodologies devant être élaborées par les GRT européens et devant faire l'objet d'approbations des autorités de régulation nationales. Ces méthodologies peuvent être pan-européennes, régionales ou nationales.



**Figure 6 Méthodologies SOGL approuvées ou restant à approuver**

La CRE a approuvé par une délibération en date du 22 janvier 2025<sup>91</sup> une nouvelle proposition relative aux règles de dimensionnement applicables aux FCR pour la zone synchrone Europe continentale conformément à l'article 153 du règlement SOGL après l'accord des autorités de régulation en date 15 janvier 2025 (la première version de la proposition avait été approuvée en 2019).

La méthodologie restant à approuver est la méthodologie relative à la période d'activation minimale à assurer par les fournisseurs de FCR pour la zone synchrone Europe continentale conformément à l'article 156, paragraphe 10 du règlement SOGL. La méthodologie initialement soumise par les GRT n'a pas été jugée satisfaisante par les autorités de régulation concernées et ces dernières ont demandé

<sup>91</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 22 janvier 2025 portant approbation de la proposition commune de méthodologie relative aux règles de dimensionnement des réserves de stabilisation de la fréquence de la zone synchrone Europe continentale

des études complémentaires avant qu'une nouvelle proposition soit soumise par les GRT. Les GRT ont soumis une nouvelle proposition aux autorités de régulation au début de l'année 2025.

## 2.2. La concurrence et le fonctionnement du marché de l'électricité

### 2.2.1. Le marché de gros

#### 2.2.1.1. Production – consommation

L'année 2024 a été marquée par une forte augmentation de la production d'électricité (539 TWh) par rapport à 2023 (495 TWh). Cette hausse est principalement attribuable aux filières nucléaire et hydraulique, ainsi qu'aux contributions du solaire et de l'éolien, alors que la consommation est restée stable. La consommation brute s'est établie à 442,3 TWh en 2024, soit une légère augmentation de 0,9 % par rapport à 2023 (438,5 TWh) qui reste en recul de 6,5 % par rapport au niveau d'avant-crise de 2021 (471,6 TWh). La consommation corrigée du climat et des variations calendaires<sup>92</sup> montre une augmentation faible similaire, de l'ordre de 0,7 %, par rapport à l'année 2023 (449 TWh<sup>93</sup> en 2023 et 446 TWh en 2022).

Cette stabilisation de la consommation à un niveau relativement bas peut s'expliquer par plusieurs effets : les températures élevées par rapport aux normales de saison notamment pendant les mois d'automne et d'hiver, la poursuite des efforts de sobriété liés aux prix élevés de 2022, et l'amélioration de l'efficacité énergétique.

La puissance installée en France s'élève à 155,5 GW au 31 décembre 2024, contre 148,8 GW en 2023, soit une augmentation de 4,5 %. En particulier, cette année a été marquée par la mise en service de 5,0 GW de capacités solaires, soit une hausse de 27 % par rapport à l'année précédente, et de 1,7 GW d'éolien.

Outre EDF, qui exploite plus de 70 % de la puissance installée du parc de production français, les deux autres producteurs significatifs sont Engie et Total Energies. Ces trois producteurs détenant au total plus de 80 % de la puissance installée, la production d'électricité en France reste donc un marché très concentré.

Le tableau ci-dessous représente la structure du marché français en fonction des différents types d'utilisation des moyens de production.

Filières	Nombre de producteurs	Liste des producteurs
Energies renouvelables	3 principaux et plusieurs milliers d'autres exploitants	EDF, Total Energies et Engie sont les principaux producteurs. Petits producteurs indépendants, entreprises locales de distribution, industriels (autoproduction), acteurs étrangers (Iberdrola, Statkraft, etc.)
Nucléaire	1	EDF
Gaz	3	EDF, Total Energies, Engie
Hydraulique	2 principaux et plus d'une centaine d'exploitants de petite centrale hydraulique	EDF, Engie (CNR, SHEM) Petits producteurs indépendants
Charbon	2	EDF, Gazel Energie
Turbine à Combustion	1	EDF

<sup>92</sup> Pour faciliter la comparaison structurelle d'une année sur l'autre RTE corrige la consommation en tenant compte des aléas climatiques et des effets calendaires. En effet, en France, la consommation d'électricité est fortement dépendante des températures. L'électricité étant à la fois consommée pour se chauffer en hiver (la France étant notamment équipée d'un important parc de chauffages électriques) et pour la climatisation en été (mais dont l'effet est plus marginal). De plus, les années ne comptant pas le même nombre de jours d'une année sur l'autre (ex. années bissextiles), une correction est appliquée pour comparer les années sur la base de 365 jours.

<sup>93</sup> [Bilan électrique RTE 2024](#).

## Figure 1 Structure du marché français en 2024

En 2024, la production nucléaire en France a connu une amélioration significative par rapport à l'année précédente, avec une augmentation de 13 %, soit 41,3 TWh de plus qu'en 2023. Cette augmentation a porté le volume total de production nucléaire à 361,7 TWh, représentant 67 % du mix électrique français, contre 65 % en 2023, alors que la production totale d'électricité a augmenté de 9 % en 2024. Ce chiffre dépasse la moyenne des années 2014 à 2019 (537,5 TWh). La disponibilité est d'abord restée légèrement inférieure à l'historique au T1 2024 avant de retrouver des niveaux proches des moyennes de 2014-2019 à partir de juin 2024. Selon les estimations d'EDF, rendues publiques en janvier 2025<sup>94</sup> la production nucléaire annuelle devrait s'établir dans une fourchette de 350-370 TWh en 2025, 2026 et 2027.

Grâce à cette augmentation de la production nucléaire en 2024, la production thermique fossile a connu une forte diminution (- 58 % par rapport à 2023), atteignant un total de 20,0 TWh.

La production de la filière hydraulique a augmenté de 28 % en 2024 par rapport à 2023, s'établissant à 75,1 TWh, en raison des précipitations abondantes.

Malgré les nouvelles capacités installées, la production des filières renouvelables, hors hydroélectrique, a baissé de 0,1 % en 2024, s'établissant à 71,6 TWh, contre 72,4 TWh en 2023, du fait de conditions météorologiques défavorables. Le facteur de charge de l'éolien s'est établi à 23,8% en 2024 contre 26,7 % en 2023, le facteur de charge de la production solaire est passé de 14,5 % en 2023 à 13,0 % en 2024. Ainsi, la production de la filière éolienne a diminué de 7,9 % malgré la croissance du parc de 7,5 %, et la production de la filière solaire a augmenté de 15 % face à une croissance du parc de 27 %.

### 2.2.1.2. Les prix de marché *day-ahead*

S'il n'y a pas de pool obligatoire en *day-ahead* en France, le marché journalier est historiquement très développé et constitue une référence pour la rencontre de l'offre et de la demande à court terme. Deux NEMO<sup>95</sup> opèrent le couplage journalier en France : EPEX SPOT et Nord Pool<sup>96</sup>.

En 2024, les prix *spot* ont fortement diminué atteignant 57,7 €/MWh en moyenne, soit une baisse de 40 % par rapport à 2023 (96,9 €/MWh), et de 80 % par rapport à 2022 (275,8 €/MWh). En revanche, ils restent encore bien supérieurs aux niveaux d'avant-crise (39,4 €/MWh en 2019).

Au cours de l'année 2024 des tendances déjà présentes en 2023 se sont confirmées et renforcées. La volatilité des prix est très importante, avec des grandes différences au sein d'une même journée, dans la semaine, et entre été et hiver. L'année 2024 marque un nouveau record d'heures à prix négatifs, qui s'établissent à 361 (147 en 2023).

### 2.2.1.3. Les marchés organisés

Au cours de l'année 2024, 379 acteurs étaient présents sur les marchés de gros français. Par ailleurs, 272 acteurs étaient présents sur les bourses.

Parmi les volumes d'électricité échangés en 2024 sur les bourses (EPEX SPOT, Nord Pool et EEX) :

- Les volumes échangés pour les produits infrajournaliers sont en forte hausse, avec des volumes échangés augmentant de 20 TWh en 2023 à 25 TWh en 2024, soit une augmentation de 20 %. Une grande partie de cette augmentation (3 TWh) est issue des enchères infrajournalières introduites en juin 2024 dans le couplage des marchés européens ;
- Les volumes échangés pour les produits *day-ahead* augmentent de 30 %, passant de 122 TWh en 2023 à 156 TWh en 2024 ;
- Les volumes des produits à terme échangés sur la bourse EEX pour le marché français ont fortement augmenté : 471 TWh ont été négociés sur EEX en 2024, soit une augmentation de 164 % par rapport à 2023.

<sup>94</sup> Communiqué d'EDF du 30 janvier 2025

<sup>95</sup> Nominated Electricity Market Operator

<sup>96</sup> Nord Pool a débuté ses activités sur le marché journalier français en août 2019.

## 2.2.1.4. Le marché gré-à-gré

L'essentiel des transactions sur le marché français est réalisé de gré-à-gré (Over the counter - OTC). Le marché OTC est constitué d'un segment direct (ou bilatéral direct) et d'un segment intermédié par des courtiers (*brokers*).

Sur le segment OTC intermédié, en 2024, une dizaine de courtiers étaient actifs sur le marché de gros français de l'électricité, servant d'intermédiaire à environ 160 acteurs intervenant sur le marché français. Les volumes traités sur les marchés à terme toutes maturités confondues, hors EEX, sont en forte hausse : 938 TWh en 2024 contre 470 TWh en 2023.

## 2.2.1.5. Le négoce transfrontalier

### 2.2.1.5.1. Le marché de gros français intégré à des marchés supranationaux

Avec 6 pays frontaliers, le marché français est fortement interconnecté aux autres marchés, et intégré dans le marché européen.

- **Les capacités d'interconnexion aux frontières françaises**

Le tableau suivant donne les *maxima* d'import et d'export à chaque interconnexion et représente donc une estimation des capacités d'interconnexion sur les différentes frontières en 2024.

	Grande-Bretagne	Espagne	Italie	Suisse	CWE (Allemagne -Belgique)	Echanges physiques globaux <sup>97</sup>
<b>Import</b>	3 905	3 648	1 321	1 330	9 040	8 197
<b>En % du parc installé français</b>	2,5 %	2,3 %	0,9 %	0,9 %	5,8 %	5,3 %
<b>Export</b>	4 028	3 607	4 947	3 210	9 258	20 449
<b>En % du parc installé français</b>	2,6 %	2,3 %	3,2 %	2,1 %	6,0 %	13,0 %

Source : RTE – Analyse CRE

**Figure 2 Maximum des échanges nets entre la France et ses pays voisins en 2024 (en MW)**

Les capacités d'interconnexion à l'export entre la France et les pays voisins représentent l'équivalent de plus de 13 % des capacités de production installées en France. Ce pourcentage est conforme au critère publié dans les conclusions du Conseil européen de Barcelone de mars 2002 visant à établir le niveau d'interconnexion des pays à 10 % de la capacité installée. La France étant nettement plus exportatrice qu'importatrice, le chiffre du maximum d'imports physiques globaux réalisés ne représente pas la capacité maximale d'importation de la France, mais seulement la valeur maximale atteinte en 2024.

Avec le démarrage du calcul de capacité pour le couplage journalier basé sur les flux (*flow-based*) dans la région de calcul de capacité « CORE » en juin 2022, l'allocation de capacité aux frontières française à l'échéance journalière est entièrement basée sur cette méthode, sauf pour le Royaume-Uni et la Suisse, qui ne sont pas intégrés au couplage des marchés du fait de leur non-appartenance à l'Union européenne.

En 2024 la France a réalisé un record en termes de solde exportateur net, avec un solde net de 89,0 TWh d'exportations, et a dépassé le précédent record de 2002 de 77 TWh. Les exportations ont augmenté de 48,7 TWh par rapport à 2023 (50,3 TWh) et de 95,5 TWh par rapport à 2022 (-16,5 TWh).

- **Les congestions aux frontières françaises**

Le taux de convergence des prix est en forte baisse entre la France et la Belgique (14 % en moyenne en 2024 contre 30 % en 2023), l'Allemagne (29 % en moyenne contre 14 %), et l'Italie pour lequel la

<sup>97</sup> Somme des échanges physiques à toutes les interconnexions françaises

baisse est très importante (3,5 % en moyenne contre 16 %). A l'inverse il est resté stable entre la France et l'Espagne (32 % en moyenne en 2023 contre 33 % en 2022).

On note que la convergence exacte avec la Suisse et le Royaume-Uni est presque nulle, car ces pays, qui, n'étant pas membres de l'Union européenne, ne sont pas membres du couplage unique journalier.

La baisse générale des taux de convergence est dû à des interconnexions souvent saturées, ce qui cause le découplage des zones de prix. Les échanges avec l'Espagne sont en revanche plus équilibrés, pour cette raison on observe le même prix en France et en Espagne pendant un tiers des heures.

- **Corrélation et proximité des prix**

Le tableau suivant montre les corrélations de prix *spot* entre la France et les pays frontaliers. En 2024, la corrélation des prix français avec les pays voisins a diminué, sauf pour l'Espagne.

Produit spot (J+1) base						
Corrélation des prix						
Année	Allemagne – France (EPEX SPOT – EPEX SPOT)	Espagne – France (Omel – EPEX SPOT)	Grande Bretagne – France (Heren-EPEX SPOT)	Italie – France (IPEX – EPEX SPOT)	Belgique – France (Belpex – EPEX SPOT)	Suisse – France (Swissix – EPEX SPOT)
2005	89 %	69 %	84 %	53 %		
2006	80 %	53 %	72 %	64 %		
2007	80 %	53 %	86 %	61 %	91 %	87 %
2008	88 %	36 %	56 %	67 %	88 %	91 %
2009	40 %	23 %	27 %	26 %	45 %	40 %
2009*	81 %	52 %	70 %	51 %	94 %	81 %
2010	80 %	30 %	45 %	33 %	94 %	83 %
2011	78 %	13 %	39 %	22 %	77 %	80 %
2011*	78 %	13 %	39 %	22 %	100 %	80 %
2012	63 %	32 %	49 %	48 %	78 %	81 %
2012*	82 %	42 %	46 %	45 %	90 %	92 %
2013	79 %	14 %	64 %	52 %	87 %	95 %
2014	80 %	14 %	61 %	63 %	82 %	88 %
2015	73 %	41 %	47 %	52 %	57 %	83 %
2016	57 %	62 %	55 %	70 %	94 %	74 %
2017	65 %	82 %	60 %	76 %	95 %	94 %
2018	78 %	63 %	65 %	78 %	83 %	89 %
2019	79 %	62 %	67 %	70 %	77 %	93 %
2020	88 %	78 %	76 %	87 %	94 %	94 %
2021	91 %	91 %	69 %	95 %	97 %	97 %
2022	86 %	21 %	80 %	90 %	87 %	93 %
2023	88 %	53 %	86 %	71 %	97 %	86 %
2024*	70 %	69 %	69 %	63 %	88 %	76 %

2009 \* : hors pic de prix du 19/10/09

2011 \* : hors découplage du 28/02/11

2012 \* : hors journée de pics de prix du 09/02/2012

2024 \* : hors découplage du 26/06/25

Source : EPEX SPOT, ENTSO-E – Analyse CRE

Figure 7 Corrélations des prix entre la France et les pays voisins (spot J+1)

- **Les différentiels de prix spot**

Le prix spot français moyen est, pour la première fois depuis 2011, inférieur aux prix moyens de tous ses voisins européens, grâce à la production qui est revenue au niveau d'avant crise et à la baisse de la consommation.

Produit spot (J+1) base :						
Écart de prix moyen (en €/MWh)						
Année	Allemagne – France (EPEX SPOT – EPEX SPOT)	Espagne – France (Omel – EPEX SPOT)	Grande Bretagne – France (Heren – EPEX SPOT)	Italie – France (IPEX – EPEX SPOT)	Belgique – France (Belpex – EPEX SPOT)	Suisse – France (Swissix – EPEX SPOT)
2005	-0,7	7,0	8,6	11,8		
2006	1,5	1,2	9,8	25,0		
2007	-2,8	-1,7	1,3	30,1	0,9	5,1
2008	-3,4	-4,8	21,1	18,0	1,5	5,3
2009	-4,2	-6,1	-1,8	20,7	-3,7	4,9
2009*	-2,7	-4,5	-0,3	22,2	-2,2	6,4
2010	-3,0	-10,5	0,5	16,6	-1,2	3,5
2011	2,3	1,0	6,19	23,3	0,5	7,2
2012	-4,3	0,3	8,4	28,6	0,0	2,6
2012*	-3,5	1,1	9,2	29,2	0,7	3,2
2013	-5,5	1,1	15,8	19,8	4,21	1,5
2014	-1,9	7,4	17,9	17,9	6,2	2,2
2015	-6,8	11,8	17,2	13,8	6,2	1,8
2016	-7,7	2,9	12,4	6,2	-0,1	1,2
2017	-10,9	7,3	6,8	8,3	-0,7	1
2018	-5,5	7,1	14,7	11,1	5,1	2
2019	-1,8	8,2	3,3	11,8	-0,1	1,5
2020	-1,7	1,8	3,1	5,6	-0,3	1,8
2021	-12,3	2,8	28,4	16,1	-5,1	5,8
2022	-40,4	-108,9	-34,3	31,9	-31,4	5,8
2023	-1,7	-9,8	11,0	30,9	0,4	10,6
2024	20,6	5,1	27,6	49,5	12,3	18,1

2009 \* : hors pic de prix du 19/10/09

2012 \* : hors journée de pics de prix du 09/02/2012

Figure 8 Écart de prix moyen entre la France et les pays voisins (spot J+1)

Source : ENTSO-E – Analyse CRE

- **Les différentiels de prix à terme**

Au cours de l'année 2024, contrairement à l'année précédente, le prix du produit Y+1 français a été toujours inférieur de son équivalent allemand, qui constitue le marché européen le plus liquide et donc une référence de prix importante.

<b>Produit future annuel (Y+1) base :</b>	
Ecart de prix moyen (en €/MWh)	
Année	Allemagne – France (EEX)
2007	1,43
2008	-3,72
2009	-2,55
2010	-2,08
2011	0,50
2012	-0,87
2013	-4,22
2014	-7,33
2015	-7,19
2016	-6,76
2017	-5,86
2018	-4,84
2019	-2,71
2020	-4,38
2021	-5,90
2022	-28,21
2023	-10,94
2024	12,02

Source : EEX – Analyse CRE

**Figure 9 Ecart de prix moyen entre la France et l'Allemagne (future annuel Y+1)**

Au cours de l'année 2024, les prix à terme de l'électricité en France ont connu relative stabilité, alors que les prix des pays voisins avaient tendance à augmenter avec les prix du gaz. Le prix du produit calendaire français Y+1 base s'est ainsi établi en moyenne à 76,6 €/MWh, soit plus de deux fois inférieure à la moyenne de 2023 (162,6 €/MWh), mais encore élevé par rapport à l'historique (46 €/MWh en moyenne sur la période 2017-2019). Le prix du produit Y+1 a diminué de 12%, passant de 88,1 €/MWh le 2 janvier 2023 à 77,6 €/MWh à la fin de l'année, atteignant même un minimum de 66,4 €/MWh le 18 juin 2024, son niveau le plus bas depuis le 7 juin 2021.

Au début de l'année 2024, l'évolution du prix français est encore liée à celle du prix du gaz et l'écart de prix entre la France et l'Allemagne est très faible. Puis, à partir d'avril, le prix français se détache de son équivalent allemand et baisse fortement pour converger vers le niveau de prix espagnol. Durant le reste de l'année le prix oscille entre 70 et 80 €/MWh sous l'impulsion des prix du gaz qui varient selon l'instabilité géopolitique.

#### 2.2.1.5.2. Les échanges aux frontières en 2024

En 2024 la France a réalisé un record en termes de solde exportateur net, avec un solde net de 89,0 TWh d'exportations, et a dépassé le précédent record de 2002 de 77 TWh. Les exportations ont augmenté de 48,7 TWh par rapport à 2023 (50,3 TWh) et de 95,5 TWh par rapport à 2022 (-16,5 TWh).

La France a été exportatrice sur toutes les frontières.

- **France-Allemagne-Belgique**

Le marché français a été exportateur net vers l'Allemagne et la Belgique d'environ 27,3 TWh en 2024.

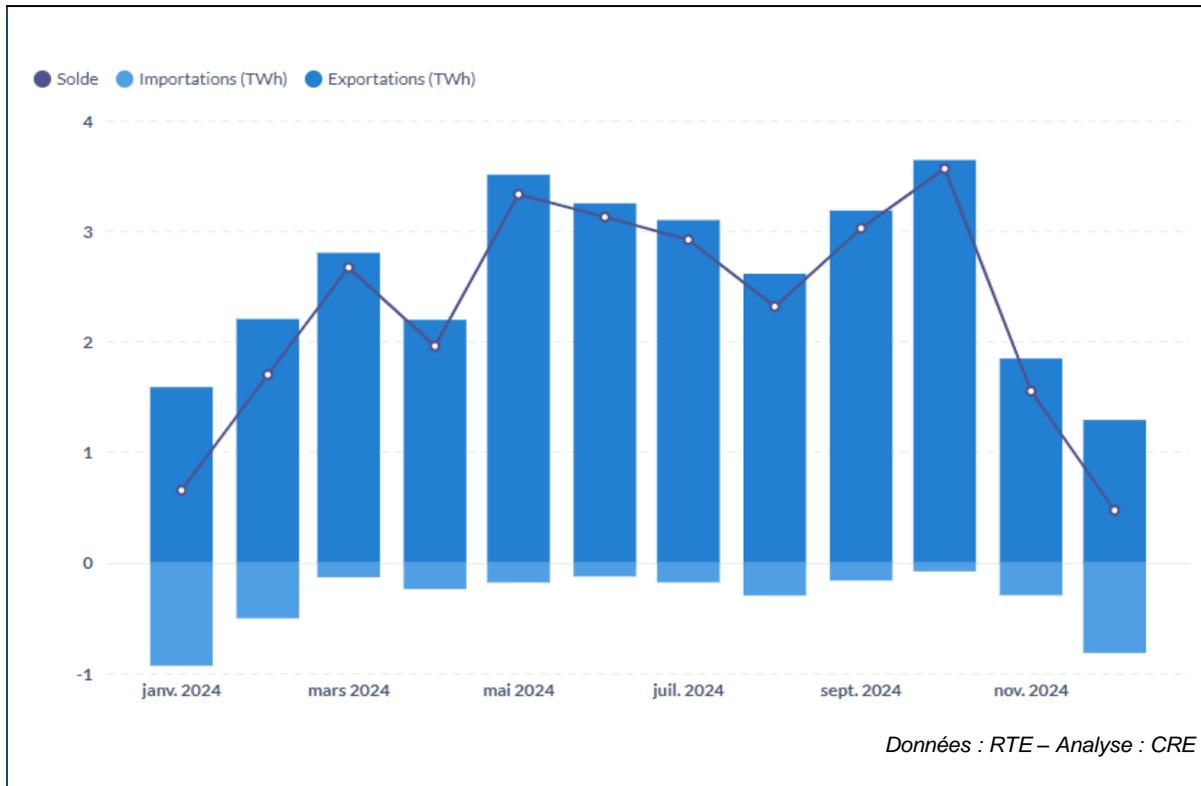


Figure 10 Echanges avec l'Allemagne et la Belgique en 2024

- **France-Grande-Bretagne**

Le marché français a été exportateur net vers la Grande-Bretagne d'environ 20,1 TWh en 2024.

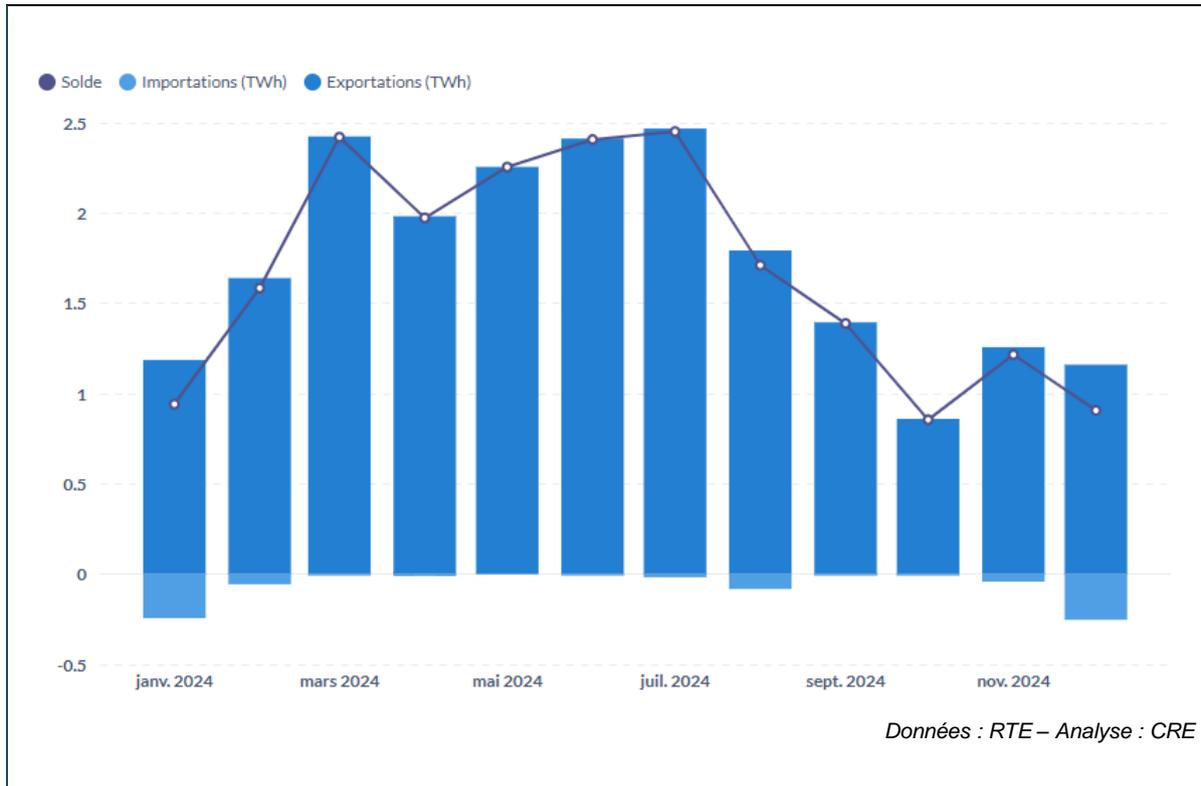


Figure 11 Echanges avec la Grande-Bretagne en 2024

- **France-Espagne**

Le marché français a été exportateur net vers l'Espagne d'environ 2,7 TWh en 2024.

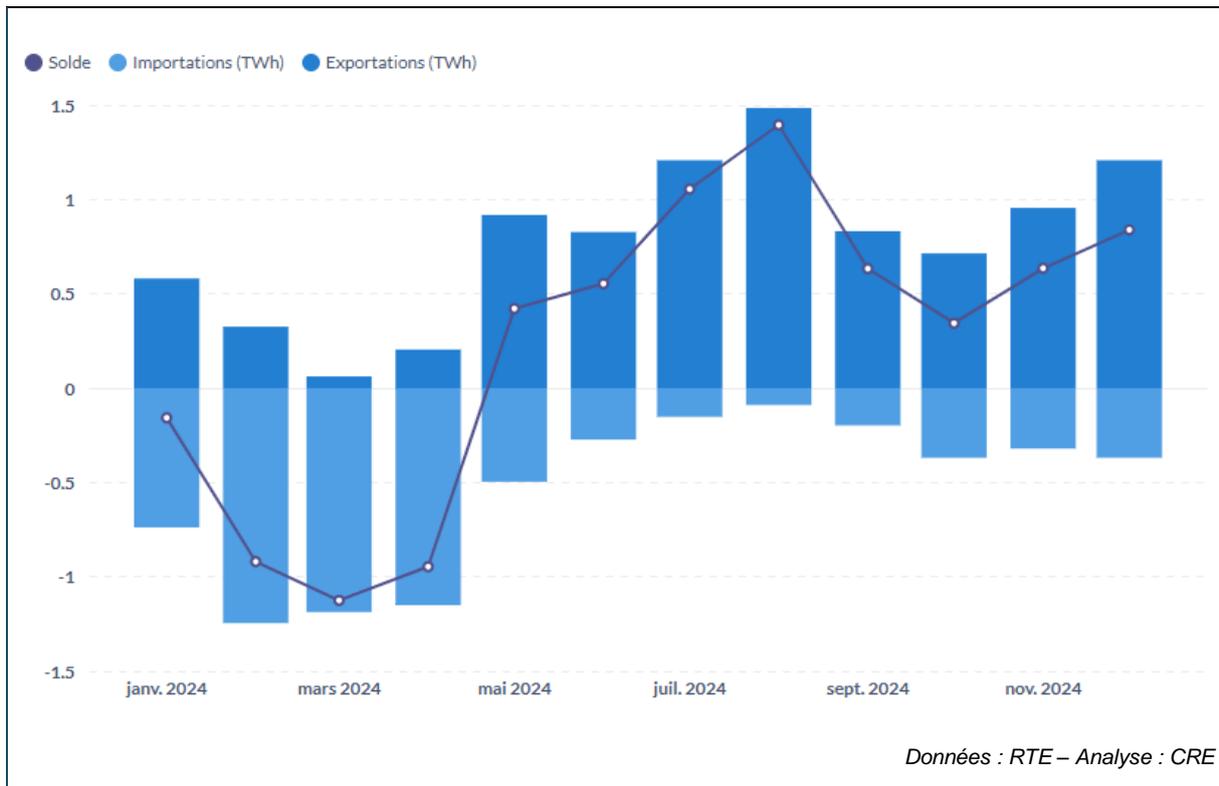


Figure 12 Echanges avec l'Espagne en 2024

- **France-Italie**

Le marché français a été exportateur net vers l'Italie d'environ 22,2 TWh en 2023.

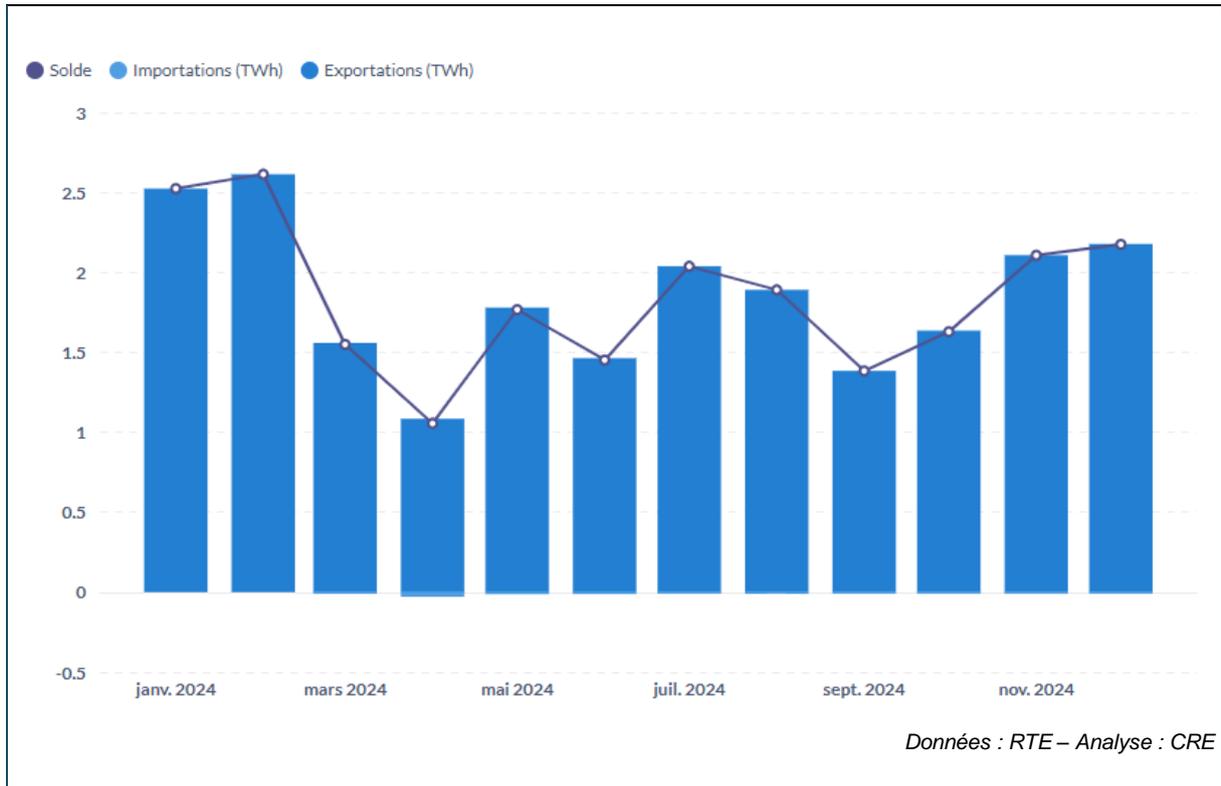


Figure 13 Echanges avec l'Italie en 2024

- **France-Suisse**

Le marché français a été exportateur net vers la Suisse d'environ 16,6 TWh en 2024.

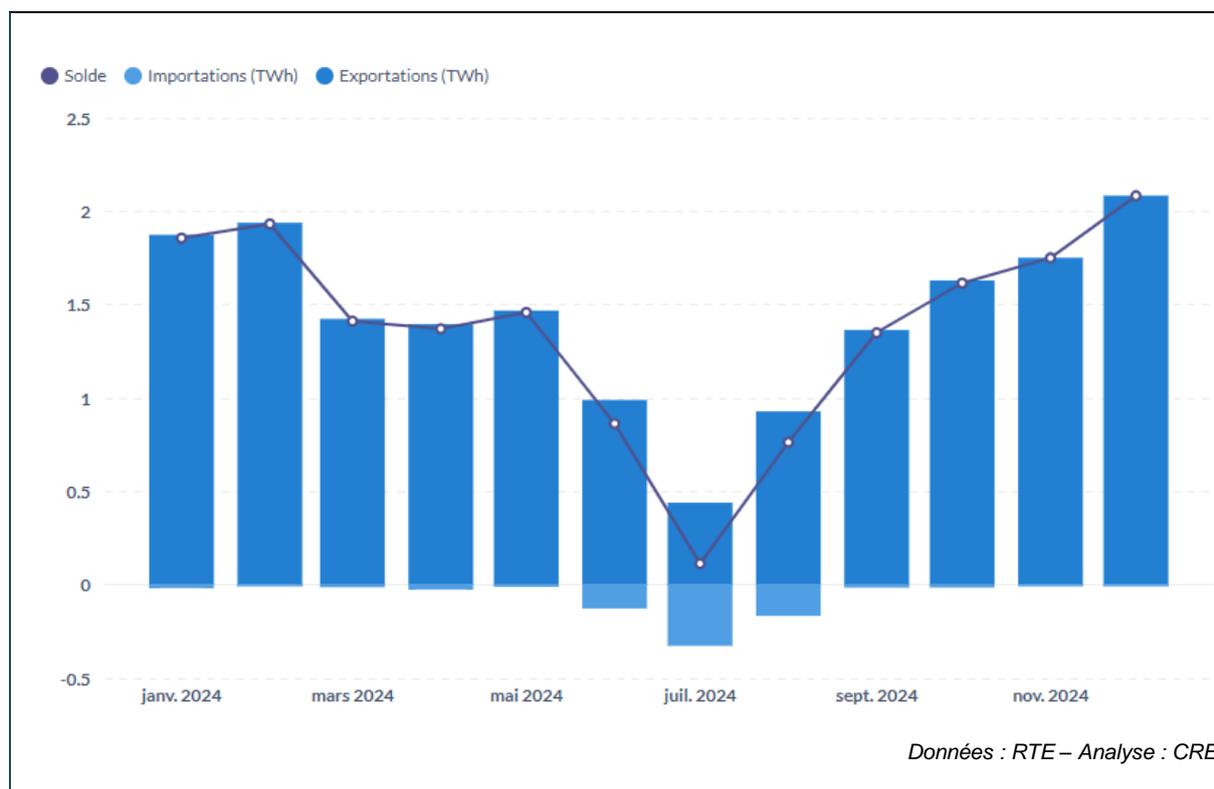


Figure 14 Echanges avec la Suisse en 2024

## 2.2.1.6. L'accès régulé à l'électricité nucléaire historique

### 2.2.1.6.1. Principes et prix de l'ARENH

L'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) a été instauré par la loi n°2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME), et poursuit à la fois un objectif de développement de la concurrence sur le marché de détail de l'électricité et un objectif de protection du consommateur final d'électricité. Depuis 2011 et jusqu'au 31 décembre 2025, ce dispositif a pour vocation de permettre aux fournisseurs alternatifs (i.e. les fournisseurs concurrents de l'ex-monopole EDF) de couvrir une partie de leur approvisionnement en électricité à des conditions économiquement équivalentes à celles dont bénéficie EDF du fait de l'utilisation de son parc nucléaire historique.

Les consommateurs finals d'électricité, ainsi que les gestionnaires de réseaux pour leurs pertes, ouvrent droit à des volumes d'électricité cédés dans le cadre de l'ARENH sous forme de ruban annuel, à hauteur de leur consommation moyenne sur la période de faible consommation d'électricité sur le territoire métropolitain définie comme certaines heures creuses sur les mois d'avril à octobre inclus, pondérée par un coefficient reflétant la part de la production nucléaire dans la consommation d'électricité nationale moyenne sur la même période de faible consommation.

Les allocations aux fournisseurs des volumes d'électricité à prix régulé sont mises en œuvre par la CRE et s'effectuent, pour ce qui concerne la fourniture des consommateurs finals, dans la limite du volume global maximal annuel aujourd'hui fixé à 100 TWh<sup>98</sup>. La fourniture aux gestionnaires de réseaux pour

<sup>98</sup> La CRE avait publié le 22 juillet 2020 un rapport évaluant les effets et enjeux de l'atteinte du plafond ARENH, et recommandait de porter le volume global maximal annuel à 150 TWh, comme la loi le permettait alors : Rapport pris en application de l'article R. 336-39 du code de l'énergie analysant les causes et les enjeux de l'atteinte du plafond du dispositif ARENH

leurs pertes n'est pas soumise à l'atteinte de ce volume maximal. Le prix des volumes cédés est fixé par voie réglementaire et s'établit depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2012 à 42 €/MWh (hors volumes additionnels cédés en 2022, cf. *infra*). Depuis l'entrée en vigueur du mécanisme de capacité en 2017, la livraison à un fournisseur d'un ruban d'1 MW d'électricité au titre de l'ARENH s'accompagne de la cession d'1 MW de garanties de capacité.

Le dispositif est organisé autour d'allocations annuelles à l'issue de guichets au cours desquels les fournisseurs souhaitant bénéficier de l'ARENH doivent transmettre leur meilleure prévision de courbe de consommation pour l'année concernée, sur la base de laquelle un droit ARENH théorique est calculé.

Un système de complément de prix, également mis en œuvre par la CRE, permet ensuite de contrôler l'éventuel bénéfice que certains fournisseurs auraient pu tirer de volumes dits « excédentaires » d'électricité à prix régulé, c'est-à-dire des volumes qui dépasseraient le droit ARENH conféré par la consommation effective de leur portefeuille de clients. Ce complément de prix est ainsi composé d'un terme « CP1 » ayant vocation à neutraliser les éventuelles opportunités économiques liées à la revente de ces quantités excédentaires, et d'un terme « CP2 », tenant compte d'une marge de tolérance, qui permet de pénaliser les demandes excessives. Les dispositions législatives ont supprimé la répartition des montants collectés au titre du CP1 entre les fournisseurs et EDF, qui permettait de compenser chaque fournisseur de la perte économique subie du fait de l'écèlement consécutif à la demande excédentaire des autres fournisseurs. A compter du calcul du complément de prix au titre des livraisons d'ARENH 2023, les montants collectés sont entièrement versés au budget de l'Etat.

### 2.2.1.6.2. Les volumes ARENH en 2024

La CRE a constaté une augmentation importante des demandes d'ARENH depuis 2017, en raison du maintien des prix sur le marché à terme au-dessus de 42 €/MWh et du développement de la concurrence sur le marché de détail.

Concernant l'année 2024, les demandes d'ARENH des fournisseurs sont quasiment équivalentes à celles pour l'année 2023, atteignant un niveau global de 130,41 TWh (contre 129,83 TWh en 2023 avec l'ancienne valeur du coefficient de bouclage).

Lors de son contrôle ex-post au titre du calcul du complément de prix portant sur l'année 2024, la CRE a constaté une demande excédentaire globale d'environ 7,39 TWh, soit 5,7% de la demande totale initialement formulée par les fournisseurs alternatifs. A ce titre, 108,5 M€ ont été facturés aux fournisseurs s'étant vus allouer un volume d'ARENH supérieur au volume auquel la consommation effective de leur portefeuille de clients ouvrait droit. Parmi eux, 5 fournisseurs ont été pénalisés d'un terme « CP2 » au motif d'une demande excessive, pour un total d'environ 1,7 M€.

S'agissant des demandes d'ARENH pour 2024 ayant eu lieu en novembre 2023, la CRE a modifié le coefficient de bouclage dans le cadre du dispositif ARENH de 96,4 % à 84,4 %, permettant de mettre en cohérence la quantité totale d'ARENH attribuée avec la part de la production nucléaire dans la consommation totale sur le territoire métropolitain continental.

Par ailleurs, la demande totale formulée par les fournisseurs pour l'année 2025 est en augmentation par rapport à l'année précédente. Cette augmentation est largement due au retour des consommateurs chez une partie des fournisseurs alternatifs dans un contexte d'après crise. 134,93 TWh d'ARENH (après retraitements de certaines demandes par la CRE, cf. *infra*) ont été demandés pour la fourniture des consommateurs finals (contre 130,41 TWh en 2023 pour 2024), entraînant un écèlement des demandes à hauteur de 25,88 %. En conséquence, 100 TWh d'ARENH ont été alloués en décembre 2024 pour l'année 2025, auxquels s'ajoutent 22,7 TWh d'ARENH à destination des gestionnaires de réseaux pour leurs pertes.

### 2.2.1.6.3. Compétences de contrôle du dispositif ARENH par la CRE

L'article L. 336-9 du code de l'énergie dispose que « [a]fin de garantir un accès transparent, équitable et non discriminatoire à l'électricité produite par les centrales nucléaires mentionnées à l'article L. 336-2, [...] la Commission de régulation de l'énergie propose les prix, calcule les droits et contrôle l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique [...] ».

Sur ce fondement, ainsi que sur celui de l'article L. 336-3, le décret n°2022-1380 du 29 octobre 2022 modifiant les modalités d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique a conféré à la CRE la compétence de contrôler et de limiter la part de la demande d'un fournisseur qui présente un risque de surestimation manifeste ou un caractère manifestement disproportionné par rapport à la consommation

des consommateurs finals antérieurement constatée et aux prévisions d'évolution de cette consommation.

La CRE a précisé les critères utilisés pour procéder, le cas échéant, à la correction d'une demande d'un fournisseur dans sa délibération du 24 octobre 2024<sup>99</sup>.

La CRE a utilisé cette compétence concernant les demandes d'ARENH des fournisseurs au guichet de novembre 2024 concernant l'année de livraison 2025 pour retraiter la demande de 4 fournisseurs pour un volume total de 0,11 TWh. La CRE constate également que cette compétence permet de limiter les demandes volontairement excessives de la part des fournisseurs et observe qu'elles sont dorénavant dument justifiées par les fournisseurs.

### 2.2.1.6.4. Un nouveau dispositif de régulation du parc nucléaire à partir de 2026

Dans le cadre de la fin du dispositif ARENH au 31 décembre 2025, l'article 17 de la loi de finances n°2025-127 pour 2025 prévoit un nouveau cadre de régulation du parc nucléaire historique poursuivant un triple objectif : permettre à EDF de dégager les moyens de financer ses investissements futurs, stabiliser les prix de l'électricité pour les consommateurs finals et préserver la compétitivité de l'industrie française.

Le dispositif post-ARENH s'articule autour de deux mécanismes :

- **Une taxe assise sur les recettes issues de la vente d'électricité nucléaire d'EDF** : au-delà d'un premier seuil de taxation, 50 % des revenus générés par le parc nucléaire d'EDF seront taxés et 90 % au-delà d'un second seuil. Le niveau de ces seuils doit être déterminé de façon à permettre à EDF de répondre aux enjeux de financement de long-terme de son parc de nucléaire existant mais également de faire bénéficier aux consommateurs français de sa compétitivité.
- **Une redistribution des montants issus de la taxe à travers une minoration des prix de l'électricité** : elle s'applique à l'ensemble des consommateurs finals d'électricité ayant conclu un contrat de fourniture selon des paramètres qui seront précisés par voie réglementaire et qui pourront être modulés notamment au regard du moment de la consommation, de son ampleur, du prix de fourniture et du profil de consommation. Les fournisseurs perçoivent une compensation pour l'application de cette minoration.

Le dispositif doit entrer en vigueur au 1<sup>er</sup> janvier 2026 et nécessite encore de nombreux textes réglementaires afin de déterminer l'ensemble des paramètres structurant son fonctionnement. A ce titre, la CRE a un rôle central, autant dans l'élaboration du dispositif que dans sa gestion opérationnelle. Elle est notamment chargée :

- d'évaluer les coûts de production du parc nucléaire de l'exploitant historique, qui serviront de base au gouvernement pour déterminer les seuils de taxation des revenus issus de l'exploitation du parc nucléaire historique ;
- d'établir un suivi de la comptabilité des revenus issus de la production du parc nucléaire historique via une comptabilité appropriée définie par voie législative ;
- de déterminer le montant de la minoration des prix de l'électricité et d'établir les guichets de compensation des fournisseurs appliquant la minoration à leurs clients via les montants issus de la taxe ;
- de surveiller les fournisseurs dans l'application de la minoration sur les factures d'électricité des consommateurs.

---

<sup>99</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 24 octobre 2024 portant décision sur la méthode de répartition des volumes d'ARENH en cas de dépassement du plafond prévu par la loi et portant communication sur les critères d'évaluation des demandes d'ARENH

### 2.2.1.7. La surveillance du marché de gros

#### 2.2.1.7.1. Les enjeux de la surveillance

La mission de surveillance des marchés de gros de l'énergie s'inscrit dans le cadre du règlement (UE) n°1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie, dit REMIT. REMIT organise la surveillance des marchés de gros de l'énergie, interdit les abus de marché et oblige les acteurs de marché à publier les informations privilégiées qu'ils détiennent. Ce règlement a été révisé par le règlement européen n°2024/1106 du Parlement européen et du Conseil du 11 avril 2024 modifiant les règlements n°1227/2011 et n°2019/942 visant à améliorer la protection de l'Union contre les manipulations de marché sur le marché de gros de l'énergie. Le REMIT révisé est entré en vigueur le 7 mai 2024.

Le REMIT confie la supervision des marchés de gros de l'énergie au niveau européen à l'ACER, en coopération avec les régulateurs nationaux. L'article 16 du REMIT prévoit également la coopération avec l'Autorité européenne des marchés financiers (AEMF<sup>100</sup>) et les autorités financières et de concurrence.

Conformément aux dispositions de l'article L. 131-2 du code de l'énergie, la CRE « *surveille, pour l'électricité et pour le gaz naturel, les transactions effectuées entre fournisseurs, négociants et producteurs, les transactions effectuées sur les marchés organisés ainsi que les échanges aux frontières [...]. Elle surveille la cohérence des offres [...] faites par les producteurs, négociants et fournisseurs [...] avec leurs contraintes économiques et techniques. [...] La Commission de régulation de l'énergie garantit le respect des articles 3, 4, 5, 7 quater, 7 quinquies, 8, 9 et 15 du règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie.* » La mission de surveillance des marchés de gros de la CRE a ainsi pour objectif de s'assurer que les prix sur les marchés de gros de l'énergie sont cohérents avec les fondamentaux techniques et économiques de ces marchés. En particulier, la CRE s'attache à vérifier l'absence d'opérations d'initiés, ainsi que de manipulations de marché.

Au niveau national, la loi du 15 avril 2013 a modifié le code de l'énergie pour conférer à la CRE la mission de garantir le respect du REMIT, et, en son sein, au Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDiS) la compétence de sanctionner les manquements à REMIT. Elle a été complétée par l'ordonnance n° 2016-461 du 14 avril 2016 précisant les compétences de la CRE en matière de recueil d'information, de sanction et de coopération. Le cadre procédural spécifique au CoRDiS a par ailleurs été précisé par le décret n° 2015-206 du 24 février 2015. En mai 2025 le code de l'énergie a été adapté avec la Loi Dadue (Loi n° 2025-391 du 30 avril 2025 portant diverses dispositions d'adaptation au droit de l'Union européenne en matière économique, financière, environnementale, énergétique, de transport, de santé et de circulation des personnes) pour tenir compte des modifications introduites dans le REMIT révisé. Le dispositif juridique est donc complet et pleinement opérationnel depuis plusieurs années et permet à la CRE, dans le cadre de REMIT, de :

- Surveiller les marchés de gros ;
- Mener des enquêtes en cas de suspicion de manquements au REMIT dont les soupçons d'abus de marché ;
- Sanctionner les manquements éventuels.

Le REMIT révisé introduit des montants minimums de plafonds de sanctions, consistant en des pourcentages du chiffre d'affaires pour les personnes morales et de montants pour les personnes physiques, en fonction du type de manquement sanctionné. L'article L. 134-27 du code de l'énergie a été modifié par la loi n° 2025-391 du 30 avril 2025, en cohérence avec ces plafonds. Il est important de noter que le montant de chaque sanction imposée par le CoRDiS est déterminé individuellement pour chaque dossier, en tenant compte de circonstances de l'affaire examinée *in concreto*. Ainsi, le 2° de l'article L. 134-27 du code de l'énergie indique que le montant de la sanction pécuniaire est « *proportionné à la gravité du manquement, à la situation de l'intéressé, à l'ampleur du dommage et aux avantages qui en sont tirés.* » Les montants des sanctions sont donc difficilement comparables d'une décision à l'autre. La loi n° 2025-391 du 30 avril 2025 a également introduit à l'article L. 134-27 du code de l'énergie la possibilité pour le CoRDiS de prononcer d'autres mesures (« *une injonction à mettre fin*

---

<sup>100</sup> En anglais *European Securities and Markets Authority - ESMA*

*au manquement, la restitution du montant de l'avantage retiré du manquement ou des pertes que celui-ci a permis d'éviter, un avertissement ou une communication au public ou une astreinte ») prévues par l'article 18 du REMIT révisé relatif aux sanctions.*

### 2.2.1.7.2. La surveillance des marchés de gros par la CRE en 2024

La loi n°2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie a donné compétence à la CRE pour surveiller les marchés de gros. La CRE rend compte de ces activités dans ses rapports sur le fonctionnement des marchés de gros français de l'électricité et du gaz naturel, dont la 18<sup>ème</sup> édition, portant sur l'année 2024, devrait être publiée mi-juillet 2025.

La CRE veille au bon fonctionnement des marchés de gros de l'énergie en examinant les opérations des acteurs du marché par croisement avec toutes les sources d'information à sa disposition et en étroite coopération avec l'ACER et les autres régulateurs européens.

Le périmètre surveillé par la CRE, dans le cadre du REMIT, a représenté 15,1 millions de transactions sur les marchés de gros de l'énergie en 2024, soit l'équivalent de 3 704 TWh échangés ou plus de 181 Mds€ en valeur.

Les activités de surveillance de la CRE s'appuient sur la détection *ex-post* des comportements potentiellement suspects en manquement au règlement REMIT, soit par des outils de détection internes soit à la suite de déclarations transmises par des parties externes.

La détection interne repose sur des outils automatisés visant à surveiller des segments de marchés pour détecter des scénarios et des comportements spécifiques des acteurs du marché, à partir des données de marché collectées par l'ACER dans le cadre de REMIT, et des données collectées directement par la CRE auprès de certains acteurs du marché. Des analyses peuvent également être conduites sur la base du suivi de la conjoncture des marchés (épisodes de prix élevés, etc.) et des fondamentaux. Environ 630 alertes portant sur l'année 2024 ont fait l'objet d'analyses dédiées par la CRE ; 12 % d'entre elles ont nécessité des actions complémentaires, notamment des demandes d'information aux acteurs concernés. Des analyses spécifiques ont été menées à la suite de l'ouverture des nouveaux marchés d'équilibrage.

La détection externe repose sur les déclarations de comportements suspects reçues de différentes sources, dont en premier lieu les personnes qui organisent ou exécutent des transactions à titre professionnel (« *persons professionally arranging or executing transactions* » ou PPAET), ainsi que l'ACER, les autres autorités de régulation, que ce soit en France ou à l'étranger, ou les acteurs de marché vigilants.

Les PPAET ont, en application de l'article 15 du REMIT, l'obligation d'avertir l'ACER et les Autorités de Régulation Nationales (ARN) concernées en cas de soupçon de manquement aux articles 3 (interdiction des opérations d'initié), 4 (obligation de publication des informations privilégiées) ou 5 (interdiction des manipulations de marché) du REMIT sans plus tarder et, en tout état de cause, au plus tard dans un délai de quatre semaines à compter du jour où le PPAET prend connaissance de l'événement suspect. 6 notifications de comportements suspects, émises par des PPAET, ont été ainsi reçues par la CRE en 2024.

S'agissant spécifiquement des PPAT - essentiellement les bourses, courtiers et certains GRT<sup>101</sup> - la CRE considère indispensables leurs activités de surveillance - et entretient avec eux une collaboration active. Ces échanges permettent notamment de suivre le développement et les évolutions des outils et procédures de surveillance mises en place par les PPAT et de partager les analyses de cas suspects détectés dans leur périmètre. Le suivi des relations avec les courtiers installés en France est organisé conjointement avec l'Autorité des Marchés Financiers (AMF).

Les comportements suspects détectés, en interne par la CRE ou par un signalement externe, donnent d'abord lieu à une vérification du caractère raisonnable de la suspicion. A date, une cinquantaine de cas sont en cours d'analyse approfondie par les services de la CRE.

En cas de soupçon raisonnable de manquement aux dispositions du REMIT et conformément aux dispositions du code de l'énergie, l'ouverture d'une enquête peut être décidée par le Président de la

---

<sup>101</sup> Avant la réforme du REMIT, RTE a été le seul gestionnaire de réseau qualifié de PPAT en France. L'entrée en vigueur du REMIT révisé nécessite de réévaluer la qualification des GRTs, qui n'ont pas été reconnus comme PPAT précédemment. Ce processus est en cours.

CRE qui nomme alors un agent enquêteur. Une enquête peut aboutir, le cas échéant, à la saisine du CoRDIS qui peut prononcer une décision de sanction.

Fin 2024, neuf enquêtes étaient en cours d'investigation par les services de la CRE et deux affaires étaient en cours d'instruction par le CoRDIS. Une enquête a été clôturée fin 2024 et suivie par l'envoi d'une lettre d'observations à l'acteur.

En 2024, le CoRDIS n'a pas prononcé de décision de sanction au titre du REMIT.

Enfin, la CRE a réorganisé en 2024 ses activités de surveillance des marchés de gros pour gagner en efficacité et en flexibilité, d'une part en renforçant l'activité de traitement des données de marché, et d'autre part en amplifiant es synergies entre les analyses de surveillance et les enquêtes. La direction concernée, désormais nommée « Direction des marchés de gros » se compose à présent de trois départements :

- le *Département données et opérations*, chargé du développement et de l'opération de la chaîne de traitement des données de marché, ainsi que de la gestion des outils de détection automatique,
- le *Département analyse des marchés*, chargé des analyses thématiques sur les marchés de gros, de l'élaboration de la stratégie de surveillance et du développement des outils de détection et d'analyse, et
- le *Département surveillance et enquête*, chargé de l'analyse des comportements suspects au titre du REMIT détectés en interne et ayant fait l'objet d'un signalement externe ainsi que de la conduite des enquêtes.

## 2.2.2. Le marché de détail

### 2.2.2.1. Etat des lieux

#### 2.2.2.1.1. Les consommateurs

L'ouverture à la concurrence est effective pour l'ensemble des consommateurs français depuis 2007. Cela correspondait, au 31 décembre 2024, à 40,8 millions de sites, ce qui représentait 409 TWh de consommation annuelle d'électricité.

Les clients peuvent disposer de deux types de contrats :

- les contrats aux tarifs réglementés de vente (uniquement pour les clients particuliers et pour les petits clients professionnels), dont les évolutions sont fixées par les pouvoirs publics<sup>102</sup> et qui ne peuvent être proposés que par les fournisseurs historiques ;
- les contrats en offre de marché, dont les prix sont fixés librement par les fournisseurs alternatifs et historiques.

	Nombre de sites
Sites résidentiels	34 786 000
Sites non résidentiels	5 339 000

Source : Données 2024, GRD, RTE, Analyses CRE

**Figure 15 Répartition des consommateurs finals par type de site (au 31 décembre 2024)**

	Consommation 2024 en TWh
Sites résidentiels	143,1
Sites non résidentiels	259,4

Source : Données 2024, GRD, RTE, Analyses CRE

<sup>102</sup> La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a pour mission de proposer, depuis le 8 décembre 2015, aux ministres de l'énergie et de l'économie ces tarifs réglementés de vente (TRV) de l'électricité.

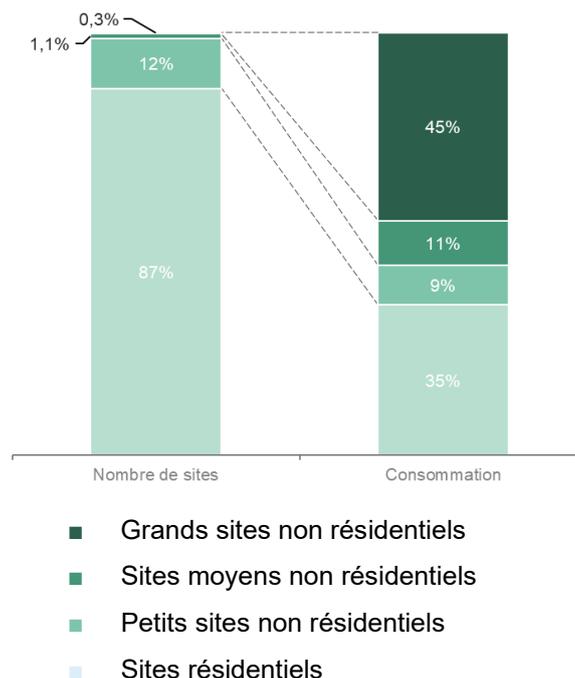
**Figure 16 Répartition de la consommation annuelle des consommateurs finals (au 31 décembre 2024)**

Après un ralentissement net causé par la crise des prix de gros en 2022, le développement des offres de marché sur le **marché résidentiel** en 2024 se poursuit à un rythme similaire à 2023 : 1,02 million de sites supplémentaires sont passés en offre de marché en 2024, contre 1,01 millions en 2023 (et 572 000 en 2022). Ce chiffre reste cependant inférieur à la dynamique d'avant crise (1,45 millions de sites supplémentaires en 2021). Au 31 décembre 2024, 14,6 millions de sites résidentiels sur un total de 34,8 millions (soit 42 %) sont en offre de marché. L'augmentation de la part des contrats en offre de marché (+3 % par rapport à 2023) est portée à parts égales par les fournisseurs alternatifs et historiques. Les fournisseurs alternatifs ont gagné 509 000 clients, soit plus de 4,5 fois le gain de 2023. Les fournisseurs historiques ont gagné quasiment autant, avec 508 000 clients supplémentaires en offres de marché sur 2024 (contre 900 000 sur 2023).

Les offres aux tarifs réglementés de vente restent majoritaires et représentent, au 31 décembre 2024, 58 % des sites (contre 61 % au 31 décembre 2023). L'érosion du nombre de sites au TRVE est stable avec une diminution de 742 000 sites en 2024 (contre une diminution de 749 000 en 2023).

Le nombre de sites en offres de marché sur le **marché non résidentiel** augmente légèrement pour atteindre 3,70 millions de sites, portée par les fournisseurs alternatifs qui enregistrent une augmentation nette de 216 000 sites. Les fournisseurs historiques perdent 110 000 clients en offre de marché en 2024.

Au 31 décembre 2024, 3,70 millions de sites sur un total de 5,34 millions étaient en offre de marché en électricité, dont environ 69 % (+19 % par rapport à 2023) chez un fournisseur alternatif. Au 31 décembre 2024, 37,8 % des petits sites professionnels ont toujours un contrat au tarif réglementé de vente, représentant environ 1 637 000 sites éligibles.



Source : données 2024 GRD, RTE, fournisseurs – Analyse : CRE

**Figure 17 Typologie des sites au 31 décembre 2024<sup>103</sup>**

**2.2.2.1.2. Les parts de marché – analyse en termes de nombre de sites**

<sup>103</sup> La séparation entre grands consommateurs non résidentiels et consommateurs moyens non résidentiels diffère des rapports des années précédentes : alors que ces catégories de consommateurs se distinguaient par un niveau de puissance souscrite (seuil à 250kVA), c'est désormais le niveau de raccordement (HTA ou HTB) qui permet de les différencier. Les chiffres peuvent donc difficilement être comparés à ceux des années précédentes.

Tous segments	Segment des grands sites non résidentiels <sup>4</sup>	Segment des sites moyens non résidentiels <sup>4</sup>	Segment des petits sites non résidentiels	Segment des sites résidentiels
67 %	55 %	52 %	62 %	68 %

Source : Données 2024, GRD, RTE, Analyses CRE

**Figure 18 Parts de marché des trois fournisseurs historiques les plus significatifs sur chaque segment et sur l'ensemble du marché (en nombre de sites au 31 décembre 2024)**

Tous segments	Segment des grands sites non résidentiels <sup>4</sup>	Segment des sites moyens non résidentiels <sup>4</sup>	Segment des petits sites non résidentiels	Segment des sites résidentiels
27 %	25 %	33 %	32 %	26 %

Source : Données 2024, GRD, RTE, Analyses CRE

**Figure 19 Parts de marché des trois fournisseurs alternatifs les plus significatifs sur chaque segment et sur l'ensemble du marché (en nombre de sites au 31 décembre 2024)**

#### 2.2.2.1.3. Les parts de marché – analyse en termes de volume de consommation

Tous segments	Segment des grands sites non résidentiels <sup>4</sup>	Segment des sites moyens non résidentiels <sup>4</sup>	Segment des petits sites non résidentiels	Segment des sites résidentiels
57 %	50 %	47 %	56 %	70 %

Source : Données GRD, RTE, Analyses CRE

**Figure 20 Parts de marché des trois fournisseurs historiques les plus significatifs pour chaque segment et sur l'ensemble du marché en volume (au 31 décembre 2024)**

Tous segments	Segment des grands sites non résidentiels <sup>4</sup>	Segment des sites moyens non résidentiels <sup>4</sup>	Segment des petits sites non résidentiels	Segment des sites résidentiels
23 %	23 %	36 %	37 %	24 %

Source : Données GRD, RTE, Analyses CRE

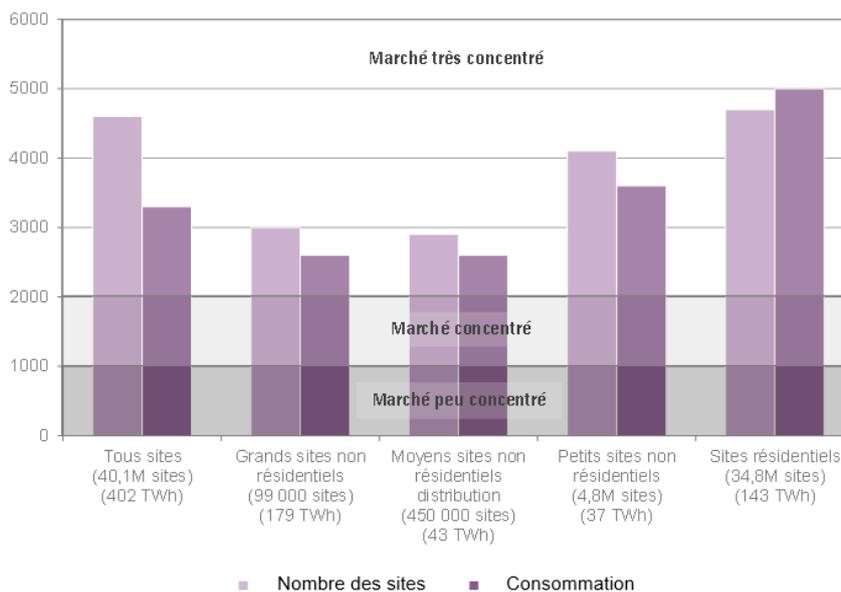
**Figure 21 Parts de marché des trois fournisseurs alternatifs les plus significatifs sur chaque segment et sur l'ensemble du marché en volume (au 31 décembre 2024)**

#### 2.2.2.1.4. La concentration du marché

Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)<sup>104</sup> en nombre de sites et en volume pour les différents segments du marché de détail. Cet indice mesure la concentration du marché pour chaque segment de clientèle.

<sup>104</sup> L'indice HHI est égal à la somme des carrés des parts de marché des intervenants, et mesure la concentration du marché (il est d'autant plus élevé que le marché est concentré). On considère généralement qu'un marché est peu concentré si son HHI est inférieur à 1 000, et très concentré s'il est supérieur à 1 800.

En 2024, la concentration du marché<sup>105</sup>, a légèrement diminué de quelques points (entre 100 et 300) sur tous les segments en volume et en sites. Le marché de détail de l'électricité reste un marché très concentré en termes de sites, notamment sur le segment résidentiel.



Source : GRD, RTE – Analyse : CRE

**Figure 22 Indice HHI pour les différents segments de clientèle (2024)**

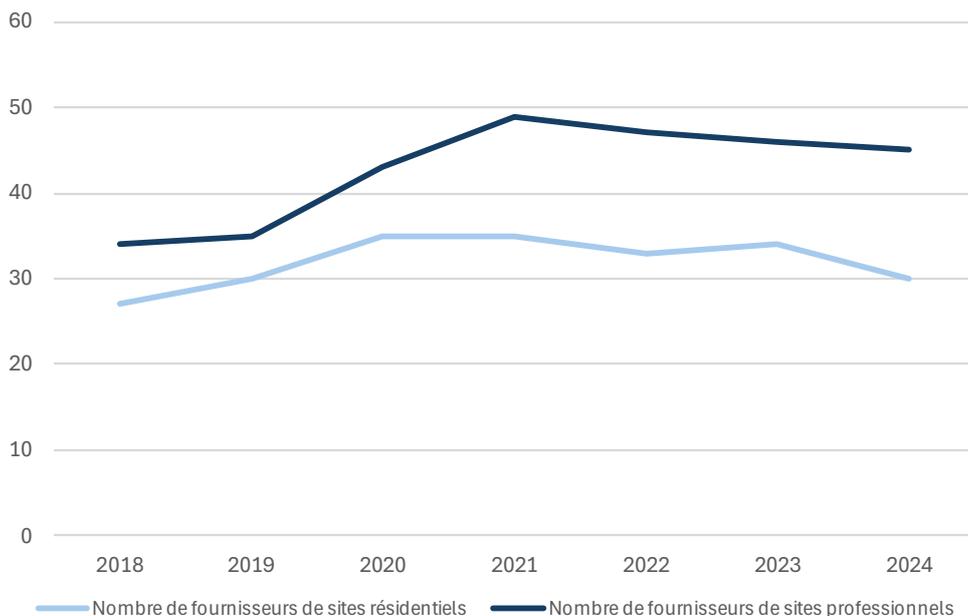
### 2.2.2.1.5. Les fournisseurs

Au 31 décembre 2024, 30 fournisseurs nationaux<sup>106</sup> et déclarés auprès de la CRE possédaient au moins un client résidentiel en portefeuille (diminution nette par rapport à 2023). Sur le segment non résidentiel, 45 fournisseurs nationaux sont déclarés fin 2023 (ils étaient 46 fin 2023).

Le nombre de fournisseurs alternatifs présents sur les territoires des six principales ELD (Strasbourg Electricité Réseaux, Réséda, Gérédis Deux-Sèvres et GreenAlp) est stable. Concernant le segment résidentiel, peu de fournisseurs alternatifs sont présents et leurs parts de marché restent à ce jour marginales.

<sup>105</sup> Étant données les spécificités des marchés d'électricité et du gaz, cet indice ne doit être utilisé comme un indicateur du degré de concurrence qu'avec précaution. En effet, dans le cas de l'électricité, concentration et concurrence ne sont pas liées de façon aussi directe que sur la plupart des marchés.

<sup>106</sup> Les fournisseurs nationaux sont ceux qu'ils ont déclaré proposer des offres dans au moins 90 % des communes de France métropolitaine raccordées au réseau d'électricité (hors Corse).



30 fournisseurs nationaux ont déclaré proposer des offres d'électricité aux clients résidentiels

45 fournisseurs nationaux ont déclaré proposer des offres d'électricité aux clients non résidentiels

Source : énergie-info.fr, Analyses CRE

Figure 23 Les fournisseurs nationaux d'électricité fin 2024

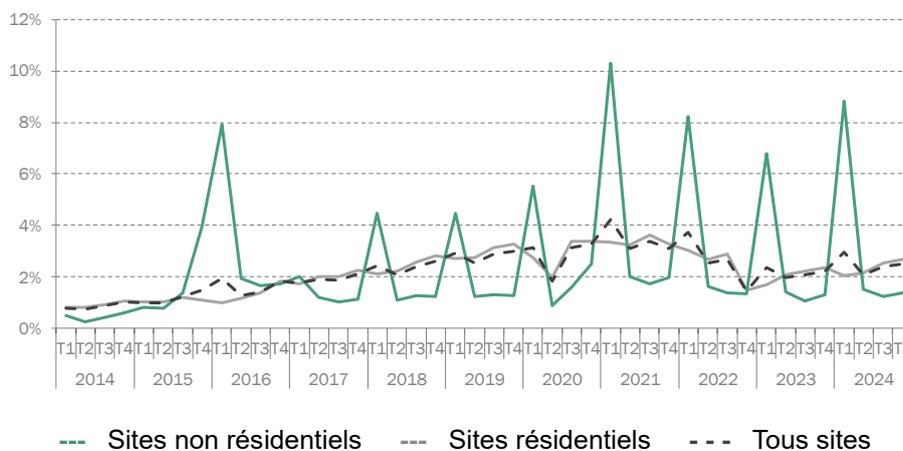
2.2.2.1.6. Analyse des taux de changement de fournisseur

Un « switch » est considéré comme le mouvement librement choisi d'un client d'un fournisseur à un autre. Le taux de switch est alors le ratio du nombre de changements de fournisseurs ajouté aux mises en service des fournisseurs alternatifs dans la zone desservant le client sur le nombre total des clients éligibles dans chaque segment de clientèle.

Il est à noter que le taux de switch ne tient pas compte des contrats renégociés sans qu'il y ait changement de fournisseurs.

Le taux de switch trimestriel sur le segment résidentiel a progressé à un rythme continu depuis 2014 jusqu'à atteindre 3 % au cours du quatrième trimestre 2019. La crise sanitaire Covid-19 a eu un effet important sur la mobilité des consommateurs résidentiels, les taux de switch ont fortement baissé au cours du 2<sup>ème</sup> trimestre 2020, pour reprendre un rythme plus stable sur le reste de l'année. Cependant, le taux de switch annuel est resté relativement stable et s'élevait à 11,5 % en 2020. En 2021, le taux de switch annuel sur le segment résidentiel était en hausse par rapport à 2020 et s'élevait à 13,5 %, avec un taux trimestriel le plus élevé au cours du troisième trimestre de l'année, période forte de déménagements. En 2022 et 2023, dans le contexte de la crise des prix de gros, le taux de switch annuel a diminué pour s'établir à 10,1 % et 8,3% respectivement. En 2024, le taux de switch annuel remonte à 9,4% marquant ainsi une reprise de la mobilité des consommateurs résidentiels.

Concernant le segment non résidentiel, la CRE note un pic de mobilité structurel au 1<sup>er</sup> janvier de chaque année (échéance de renouvellement de contrats). 2024 n'a pas échappé à la règle avec un taux de switch de 8,8 % au 1<sup>er</sup> trimestre 2024, le taux le plus élevé sur ce trimestre depuis 2021 (10,3 %). Le taux de switch annuel rebondit également depuis les baisses consécutives de 2022 et 2023. De 12,5 % en 2022 et 10,4 % en 2023, le taux remonte à 12,9 % en 2024.



Source : Données 2024, GRD, RTE, Analyses CRE

Figure 24 Taux de switch trimestriel

## 2.2.2.2. Les prix et les offres

### 2.2.2.2.1. Qui a droit à quel type d'offre ?

- **Clients dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA**

Cette catégorie de clients correspond aux clients résidentiels et petits professionnels, c'est-à-dire au marché dit « de masse ». Ces clients peuvent changer d'offre à tout moment, sans délai et sans frais, pour une offre de marché ou pour un tarif réglementé de vente de mêmes caractéristiques de consommation s'ils y sont éligibles, à l'exception des petits consommateurs professionnels ayant souscrit un contrat à prix fixe et à durée déterminée qui peuvent se voir appliquer des pénalités en cas de résiliation anticipée.

La loi n°2019-1147 relative à l'énergie et au climat (LEC), avait restreint l'éligibilité des tarifs réglementés à une partie des petits sites professionnels.

- **Clients dont la puissance souscrite est strictement supérieure à 36 kVA**

Selon les dispositions antérieures de l'article L. 337-9 du code de l'énergie, les tarifs réglementés pour les clients ayant souscrit une puissance strictement supérieure à 36 kVA, ont perduré jusqu'au 31 décembre 2015, date à partir de laquelle ils ont été supprimés.

La loi n° 2024-330 du 11 avril 2024 a élargi l'accès aux tarifs réglementés de vente d'électricité à partir du 1<sup>er</sup> février 2025 à toutes les TPE, copropriétés et petites communes le 1<sup>er</sup> février 2025. Elle supprime la limite de puissance souscrite de 36 kVA, permettant ainsi à toutes les TPE et assimilées de moins de 10 équivalents temps plein (ETP) et 2 millions d'euros de budget d'en bénéficier.

### 2.2.2.2. Les tarifs réglementés de vente

- **Méthodologie de calcul des tarifs réglementés**

Les tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE) sont établis, conformément aux articles L. 337-5 et L. 337-6 du code de l'énergie, par addition du prix de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), du coût du complément à la fourniture d'électricité qui inclut la garantie de capacité, des charges d'acheminement et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale de l'activité de fourniture.

En application de l'article L. 337-4 du code de l'énergie, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a pour mission de proposer aux ministres de l'énergie et de l'économie ces TRVE aux clients en métropole continentale et dans les zones non interconnectées au réseau de métropole continentale (ZNI).

Les dispositions des articles R. 337-18 à R. 337-24 du code de l'énergie mettent en œuvre la tarification par empilement en niveau et en structure des TRV. Cette méthodologie de calcul des tarifs réglementés vise à garantir la « contestabilité » de ces tarifs par les fournisseurs alternatifs, c'est-à-dire « *la faculté pour un opérateur concurrent d'EDF présent ou entrant sur le marché de la fourniture d'électricité de proposer, sur ce marché, des offres à prix égaux ou inférieurs aux tarifs réglementés* » (Conseil d'Etat, décision du 7 janvier 2015, N° 386076).

#### **S'agissant de l'année 2024**

La loi de finances pour 2024 prolonge le bouclier tarifaire pour 2024 à destination des clients résidentiels et petits professionnels éligibles aux TRVE. Le Gouvernement a prévu deux mesures pour limiter l'impact de la crise des prix sur la facture d'électricité des consommateurs : la première mesure permet au Gouvernement de fixer le niveau de l'accise de l'électricité entre sa valeur minimale<sup>107</sup>, soit 1 €/MWh HT et un plafond correspondant à un niveau d'accise engendrant une augmentation de 10 % TTC des TRVE bleus par rapport à leur niveau au 1<sup>er</sup> août 2023. La deuxième mesure permet au Gouvernement de fixer un niveau de tarifs inférieur aux tarifs proposés par la CRE dès que ces derniers majorés des taxes excèdent les tarifs TTC applicables au 31 décembre 2023<sup>108</sup>.

A ce stade, la CRE a proposé une seule évolution des TRVE le 18 janvier 2024<sup>109</sup>, pour application au 1<sup>er</sup> février. Conformément aux dispositions de la loi de finances, le Gouvernement a refusé la proposition de la CRE du 18 janvier uniquement pour les tarifs bleus +, jaunes et verts (pour les consommateurs raccordés en basse tension souscrivant une puissance supérieure à 36 kVA et ceux raccordés en haute tension) en ZNI et a fixé pour ces consommateurs les TRVE applicables à partir du 1<sup>er</sup> février 2024 à un niveau de + 10 % TTC par rapport aux TRVE applicables au 31 décembre 2023.

\*

Dans sa proposition du 18 janvier 2024, la CRE a proposé une baisse du niveau moyen des TRVE de – 0,18 % HT (soit – 0,38 €/MWh) par rapport aux TRVE gelés en vigueur et qui se décompose en :

- + 0,18 % HT soit + 0,39 €/MWh HT, pour les tarifs bleus résidentiels ;
- – 3,55 % HT soit – 7,73 €/MWh HT, pour les tarifs bleus professionnels.

Cette hausse est la conséquence :

- de la fin du gel lié au bouclier tarifaire 2023 (qui a un impact de + 37,1 % HT sur le TRVE) ;
- de la baisse du coût de l'approvisionnement en énergie (– 32,3 % HT) par rapport aux niveaux historiquement élevés en période de crise. Cette évolution prend en compte la décision de la CRE du 21 septembre 2023<sup>110</sup> qui fixe une période de lissage pour l'approvisionnement des volumes écrêtés de l'ARENH de 3 mois ;

---

<sup>107</sup> Article 92 de la loi n° 2023-1322 du 29 décembre 2023 de finances pour 2024.

<sup>108</sup> Article 225 de la loi n° 2023-1322 du 29 décembre 2023 de finances pour 2024.

<sup>109</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 18 janvier 2024 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité

<sup>110</sup> Délibération n° 2023-296 du 21 septembre 2023 portant décision des modalités et volumes pour le calcul des coûts d'approvisionnement, dans les TRVE 2024, des volumes non attribués du fait de l'écrêtement de l'ARENH

- de la baisse du coût de l'approvisionnement en garanties de capacité (soit 1,0 % HT). Cette évolution prend en compte la décision du 21 septembre 2023 susmentionnée ;
- de la baisse du coût des écarts au périmètre d'équilibre (soit – 0,5 % HT) ;
- de l'évolution des coûts de commercialisation d'EDF, incluant les coûts d'approvisionnement en certificats d'économie d'énergie (soit + 0,1 % HT) ;
- du solde du rattrapage au titre de 2022, soit – 0,1 % HT) ;
- du rattrapage au titre de l'année 2023 des coûts d'EDF non couverts par le bouclier tarifaire prévu par l'article 181 de la loi de finances pour 2023, c'est-à-dire l'écart entre les coûts et le TRVE gelé sur le mois de janvier 2023, soit + 5,6 % HT sur le TRVE, ainsi que l'écart entre les coûts de commercialisation prévisionnels 2023 et les coûts réalisés estimés sur cette même année (soit + 0,1 % HT) ;
- du rattrapage *ex ante* du décalage structurel du mois de janvier 2024 entre les coûts et le TRVE en vigueur, comme l'a proposé la CRE dans la consultation publique du 15 novembre 2023. La prise en compte de ce rattrapage a un impact de – 4,63 % HT sur le TRVE.

### **S'agissant de l'année 2025**

La CRE a proposé une évolution des TRVE le 15 janvier 2025<sup>111</sup>, pour application au 1<sup>er</sup> février, qui comprenait exceptionnellement, au-delà des briques habituelles, une évolution du niveau du TURPE, afin de faire coïncider une hausse avec la baisse des prix de gros et ainsi éviter des mouvements tarifaires de sens opposés à six mois d'intervalle pour une majorité de consommateurs tout en leur garantissant une baisse nette significative en février 2025.

La CRE propose une baisse du niveau moyen des TRVE de – 22,62 % HT (soit – 48,06 €/MWh HT) ou - 15,01 % TTC (soit – 42,21 €/MWh TTC) par rapport aux TRVE en vigueur et qui se décompose en :

- 22,61 % HT soit – 48,01 €/MWh HT ou – 15,00 % TTC soit – 42,18 €/MWh TTC, pour les tarifs bleus résidentiels ;
- 22,67 % HT soit – 48,46 €/MWh HT ou – 15,06 % TTC soit – 42,53 €/MWh TTC, pour les tarifs bleus professionnels.

Cette évolution est la conséquence :

- de la baisse du coût de l'approvisionnement en énergie (soit – 20,80 % sur les TRVE HT) par rapport au niveau de 2024. Cette évolution prend en compte la décision de la CRE de 24 septembre 2024<sup>112</sup> qui fixe une période de lissage pour l'approvisionnement des volumes écrêtés de l'ARENH de 3 mois ;
- de la baisse du coût de l'approvisionnement en énergie (– 32,3 % HT) par rapport aux niveaux historiquement élevés en période de crise. Cette évolution prend en compte la décision de la CRE du 21 septembre 2023<sup>113</sup> qui fixe une période de lissage pour l'approvisionnement des volumes écrêtés de l'ARENH de 3 mois ;
- de l'évolution mécanique annuelle du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) au 1<sup>er</sup> novembre 2024 pris en compte dans les TRVE au 1<sup>er</sup> février 2025 conformément à la délibération de la CRE du 16 octobre 2024<sup>5</sup> (soit + 1,12 % sur les TRVE HT) ;
- de l'évolution exceptionnelle du TURPE 6 au 1<sup>er</sup> février 2025 (soit + 2,27 % sur les TRVE HT) ;
- de l'évolution des coûts de commercialisation d'EDF, incluant les coûts d'approvisionnement en certificats d'économie d'énergie (soit + 0,05 % HT) ;

---

<sup>111</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 15 janvier 2025 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité

<sup>112</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 25 septembre 2024 portant décision sur les modalités de calcul dans les TRVE 2025 des volumes non attribués du fait de l'écrêtement de l'ARENH

- de la hausse du coût des écarts au périmètre d'équilibre défini, suite aux retours des acteurs lors de la consultation publique de la CRE du 10 juillet 2024 relative aux évolutions de la méthode de construction des TRVE, comme 1 % de la moyenne des cotations du produit calendaire base Y+1 au mois de décembre 2024 (soit + 0,06 % HT) ;
- de l'évolution de la rémunération normale de l'activité de fourniture passant, à la suite des retours des acteurs à la consultation publique de la CRE du 10 juillet 2024 relative aux évolutions de la méthode de construction des TRVE, de 2 à 2,5 % du tarif hors taxes et hors rattrapages (soit + 0,01% sur les TRVE HT) ;
- de la mise à jour de la brique de rattrapage, permettant de tenir compte du solde à rattraper au titre de 2022-2024, du rattrapage du report de la prise en compte de la hausse du TURPE dans les TRVE du 1er novembre 2024 au 1er février 2025, conformément à la délibération de la CRE du 16 octobre 2024 et du rattrapage ex ante du décalage structurel du mois de janvier 2025 entre les coûts et les TRVE en vigueur (soit – 4,02 % HT).

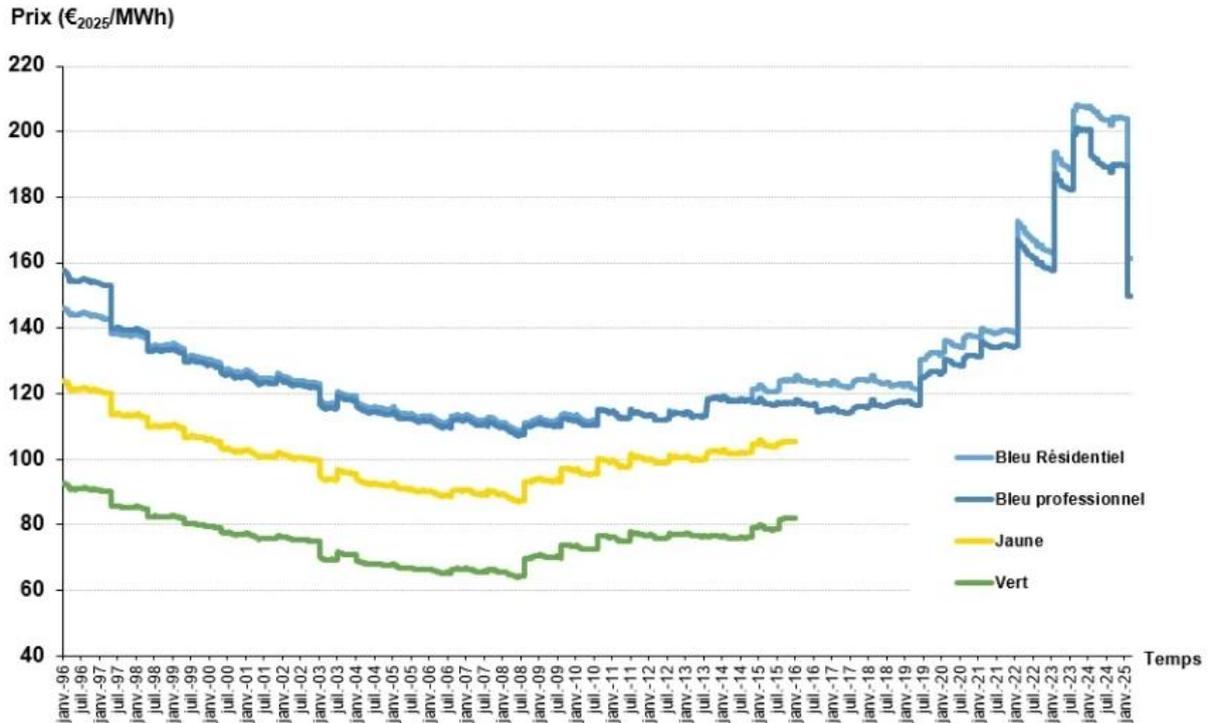
Date	Tarifs bleus résidentiels	Tarifs bleus non résidentiels	Tarifs jaunes	Tarifs verts
15 août 2010*	+3,0 %	+4,0 %	+4,5 %	+5,5 %
1 <sup>er</sup> juillet 2011	+1,7 %		+3,2 %	+3,2 %
23 juillet 2012	+2,0 %		+2,0 %	+2 %
1 <sup>er</sup> août 2013*	+5,0 %		+2,7 %	+0,0 %
1 <sup>er</sup> novembre 2014*	+2,5 %	-0,7 %	+2,5 %	+3,7 %
1 <sup>er</sup> août 2015	+2,5 %	+0,0 %	+0,9 %	+4,0 %
1 <sup>er</sup> août 2016*	- 0,5 %	- 1,5 %		
1 <sup>er</sup> août 2017 *	+1,7%	+1,7%		
1 <sup>er</sup> février 2018	+0,7%	+1,6%		
1 <sup>er</sup> août 2018	- 0,5 %	+1,1%		
1 <sup>er</sup> juin 2019	+7,7 %	+7,7 %		
1 <sup>er</sup> août 2019	+ 1,49 %	+ 1,34%		
1 <sup>er</sup> février 2020	+ 3,00 %	+ 3,10 %		
1 <sup>er</sup> août 2020	+ 1,82 %	+ 1,81 %		
1 <sup>er</sup> février 2021	+ 1,93 %	+ 3,23 %		
1 <sup>er</sup> août 2021	+ 0,48%	+ 0,38%		
1 <sup>er</sup> février 2022	+ 24,29%**	+ 23,64%**		
1 <sup>er</sup> février 2023	+20,00%**	+19,94%**		
1 <sup>er</sup> août 2023	+10,05%	+ 10,04 %		
1 <sup>er</sup> février 2024	+ 0,18 %	- 3,55 %		
1 <sup>er</sup> février 2025	- 22,61%	- 22,67%		

\*Hausse moyenne tenant compte d'une modification tarifaire en structure

\*\* L'évolution des TRVE HT après gel pour les clients résidentiels et pour les clients non résidentiels. Avec l'application du bouclier tarifaire, l'évolution TTC résultante est bien de +4 % TTC le 1<sup>er</sup> février 2022 et +15 %TTC le 1<sup>er</sup> février 2023

Source : CRE

Figure 25 Augmentation des tarifs réglementés de vente (évolution en moyenne, hors taxes)



Source : Analyse CRE

**Figure 26 Evolution du Tarif Réglementé de Vente de vente de l'électricité hors taxes en euros constants 2024**

- **Composantes de la facture de clients type aux tarifs réglementés de vente d'électricité tels que proposés au 15 janvier 2025**

Le tableau suivant présente la décomposition de la facture de clients type aux tarifs réglementés de vente d'électricité tels que proposés par la CRE dans sa délibération du 15 janvier 2025 (les hypothèses de consommation pour ces clients types ainsi que les niveaux des contributions et des taxes retenues sont présentés en dessous du tableau) :

	Dc <sup>114</sup>	la <sup>115</sup>
Tarif intégré HT (hors CTA)	188,4	151,2
dont Tarif réseau	82,7	56,2
dont Part fourniture	105,7	95,0
CTA*	9,2	3,5
Accise sur l'électricité	33,7	33,7
TVA	37,1	33,0
Tarif TTC	268,4	221,7

Source : CRE

**Figure 27 Facture aux tarifs réglementés de vente d'électricité tels que proposés par la CRE dans sa délibération du 15 janvier 2025 (€/MWh)**

*NB : Il s'agit de factures pour des clients type, qui ne sont a priori pas représentatifs des clients moyens de chacune des catégories tarifaires considérées. Ces clients types sont définis ci-dessous.*

*La CRE ne présente plus que des décompositions de prix relatives au client type « Dc » (comme dans ses derniers rapports) ainsi que pour un client de type « la ».*

<sup>114</sup> Client type RES Base 6 kVA 3,5 MWh/an

<sup>115</sup> Client type PRO HPHC 24kVA 18 MWh/an (65 % conso en HP)

La définition des clients type est celle d'Eurostat :

*Dc* : client résidentiel consommation entre 2500 et 5000 kWh.

*Ia* : client industriel consommation inférieure à 20 MWh.

*Réseau* : Part du tarif réglementé de vente couvrant les coûts d'acheminement. Ces coûts sont évalués par le TURPE 6 (Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité) en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> février 2025.

*Fourniture* : Part du tarif réglementé de vente ayant vocation à couvrir les coûts d'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité, ainsi que les coûts de commercialisation de l'électricité.

*CTA* : La Contribution Tarifaire d'Acheminement permet de financer les droits spécifiques relatifs à l'assurance vieillesse des personnels relevant du régime des industries électriques et gazières. Elle est égale à 21,93 % de la part abonnement du TURPE.

*Accise sur l'électricité* : L'accise sur l'électricité, nommée également Taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE), est perçue pour le compte des Douanes et intégrée en tant que recette au budget de l'État. Son taux plein s'élève à 33,7 €/MWh depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2025.

### 2.2.2.3. Les offres de marché

Pour les clients résidentiels, deux grands types de structures de prix existent dans les offres de marché :

- **les offres à prix variable** peuvent être indexées sur les tarifs réglementés de vente ou sur différents produits (prix spot, ARENH, etc.) ou évoluer selon une formule propre au fournisseur ;
- **les offres à prix fixe** regroupent une diversité de modalités contractuelles. En effet, si pour certaines, seule la composante énergie du prix, hors taxes, est inchangée pendant la durée contractuelle, d'autres offres rendent constants les prix du kWh et de l'abonnement hors taxes pendant la durée contractuelle.

Au-delà de ces deux grands types de structure de prix, il existe d'autres types d'offres qui se sont fortement développées ces dernières années comme les offres vertes, les offres innovantes s'appuyant sur les compteurs évolués et les offres de marché biénergies.

#### **S'agissant des offres vertes :**

La mise en place du marché européen des garanties d'origine et le souhait des consommateurs de participer plus activement à la transition énergétique ont contribué au développement massif des offres dites « vertes », c'est-à-dire des offres sur lesquelles les fournisseurs présentent des certificats de garantie d'origine renouvelable. Le développement de la concurrence sur le segment résidentiel s'appuie principalement sur les offres vertes depuis 2017 et ces offres constituent un axe de développement majeur chez un grand nombre de fournisseurs.

#### **S'agissant des offres innovantes s'appuyant sur les compteurs évolués :**

Le déploiement des compteurs communicants a ouvert la porte à un nouveau panel d'offres et sont apparues, notamment, des offres s'appuyant sur de nouveaux postes horo-saisonniers. Les exemples les plus parlants sont les offres « week-end » proposées par ENGIE ou EDF, avec un tarif plus faible le weekend ou encore l'offre « super heures creuses » proposée par TotalEnergies, dont le tarif est réduit pendant les heures de la nuit les moins « chargées » à l'échelle nationale et donc les moins chères pour le système.

Ces offres permettent de récompenser, pour les consommateurs qui le peuvent, leur capacité à consommer sur les périodes les moins coûteuses pour le système électrique dans son ensemble. L'activation de telles flexibilités est une réponse au besoin de participation des consommateurs à la transition énergétique et s'inscrit parfaitement dans la mutation actuelle du système électrique.

L'exploitation des possibilités de pilotage de la consommation devrait s'intensifier dans les années à venir avec le déploiement d'offres à signaux plus fins complémentaires aux nouveaux usages, en particulier les véhicules électriques.

#### **S'agissant des offres à tarification dynamique :**

La directive (UE) 2019/944 du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité prévoit la mise en place d'offres d'électricité à tarification dynamique, ainsi que l'obligation pour les fournisseurs de plus de 200 000 clients finals de développer, au moins, une offre à tarification dynamique. Ces dispositions ont été transposées en mars 2021 dans le nouvel article L. 332-7 du code de l'énergie qui dispose, en outre, que la CRE est chargée de définir les modalités selon lesquelles

l'offre à tarification dynamique proposée par les fournisseurs de plus de 200 000 sites prennent en compte les variations du marché.

Celles-ci ont été définies par la délibération n°2021-135 du 20 mai 2021<sup>116</sup> qui prévoit que les fournisseurs de plus de 200 000 sites devront proposer aux clients souscrivant une puissance électrique inférieure ou égale à 36kVA une offre :

- dont le prix de l'énergie est indexé, pour au moins 50 %, sur un ou plusieurs indices de prix des marchés de gros au comptant (marché journalier ou infra-journalier) ;
- qui reflètent les variations de ces prix de marché a minima au pas horaire.

Afin de protéger les consommateurs souscrivant une offre à tarification dynamique des situations exceptionnelles de pics de prix, la CRE a introduit un plafond mensuel de la facture hors taxes dans l'offre obligatoirement proposée par les fournisseurs qui est égal au double de la facture mensuelle hors taxes que le consommateur aurait payée au tarif réglementé de vente base correspondant.

L'ensemble des fournisseurs d'électricité restent libres de développer d'autres offres à tarification dynamique qui peuvent s'éloigner de la définition s'appliquant aux offres obligatoirement proposées par les fournisseurs de plus de 200 000 sites.

Dans sa délibération, la CRE définit, par ailleurs, les modalités de suivi des offres à tarification dynamique, ainsi que les principes à respecter en termes d'information du consommateur. Un arrêté conjoint des ministres chargés de l'énergie et de la consommation encadrera l'information du consommateur par le fournisseur sur les offres à tarification dynamique.

En février 2021, le fournisseur Barry a commencé à proposer aux consommateurs français une offre à tarification dynamique reflétant les variations horaires du marché journalier. La cible de ce fournisseur était principalement les clients possédant un véhicule électrique, dont les besoins sont plus en adéquation avec ce type d'offre. Mais, en octobre 2021, Barry a suspendu son offre de prix dynamique en raison de la crise des prix de l'électricité sur le marché de gros. En décembre 2021, Barry annonce la fin de son activité de fournisseur. Les clients de Barry ont eu la possibilité de retourner chez le fournisseur historique ou choisir un autre fournisseur alternatif sur le marché.

E.Leclerc Energies était le deuxième fournisseur alternatif à annoncer le lancement d'une offre à tarification dynamique pour octobre 2021. Comme ce fournisseur disposait auparavant d'une offre standard, tous ses clients devaient soit modifier leur contrat actuel et souscrire la nouvelle offre à tarification dynamique, soit changer de fournisseur avant la date de lancement. Mais, encore une fois, la crise des prix n'a pas permis le lancement de cette offre et E.Leclerc Energies a décidé de reporter son lancement pour une période mieux adaptée.

Pour faire face aux besoins de flexibilité du système électrique générés par la crise d'approvisionnement en énergie et les prix de gros très élevés qui en découlent, la CRE a élargi, à titre transitoire, la définition des offres à tarification dynamique que doivent proposer les fournisseurs de plus de 200 000 sites. Ainsi, la délibération de la CRE n°2022-215<sup>117</sup> du 27 juillet 2022 vient modifier la délibération n°2021-135 précitée et sont désormais considérées comme offres à tarification dynamique les offres de marché qui incitent financièrement les consommateurs, en réponse à un signal de court terme, à effacer ou déplacer leur consommation au sein d'une journée.

### **S'agissant des offres de marché bi-énergies :**

Il existe un intérêt fort des consommateurs résidentiels pour les offres « bi-énergies » qui permettent, au travers d'un même contrat et d'une même facture, de souscrire une offre de fourniture d'électricité et de gaz naturel. La part des clients résidentiels disposant des deux énergies, ayant souscrit une offre de marché gaz et une offre de marché électricité chez le même fournisseur a augmenté de manière continue depuis 2017.

---

<sup>116</sup> Délibération de la CRE du 20 mai 2021 portant décision relative aux modalités selon lesquelles l'offre à tarification dynamique prévue au II de l'article L332-7 du code de l'énergie prend en compte les variations des prix de marché et dressant la liste des fournisseurs concernés par l'obligation prévue au II de l'article L332-7 du code de l'énergie

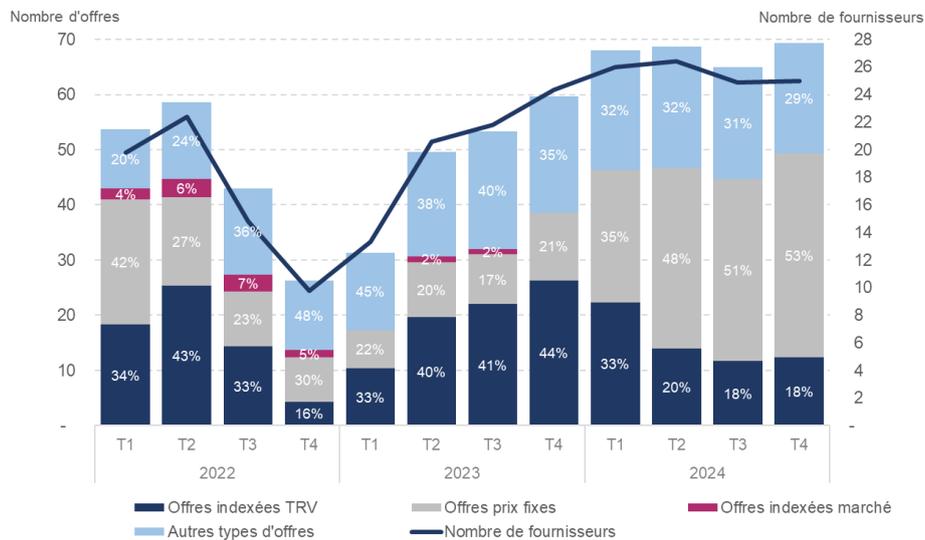
<sup>117</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 27 juillet portant décision relative aux modalités selon lesquelles l'offre à tarification dynamique prévue au II de l'article L. 332-7 du code de l'énergie prend en compte les variations des prix de marché et modifiant la délibération du n°2021-135 du 20 mai 2021

Ces offres créent un pont entre les marchés de détail du gaz et de l'électricité et donc un lien entre leurs dynamismes respectifs. Par ailleurs, les offres bi-énergies permettent aux fournisseurs de proposer un rabais sur les prix en mutualisant les coûts communs à la fourniture d'électricité et de gaz naturel. Les fournisseurs historiques n'ont pas le droit de proposer une offre bi-énergies liée comportant le TRV dans l'une des deux énergies.

## Comparaisons de quelques types d'offres :

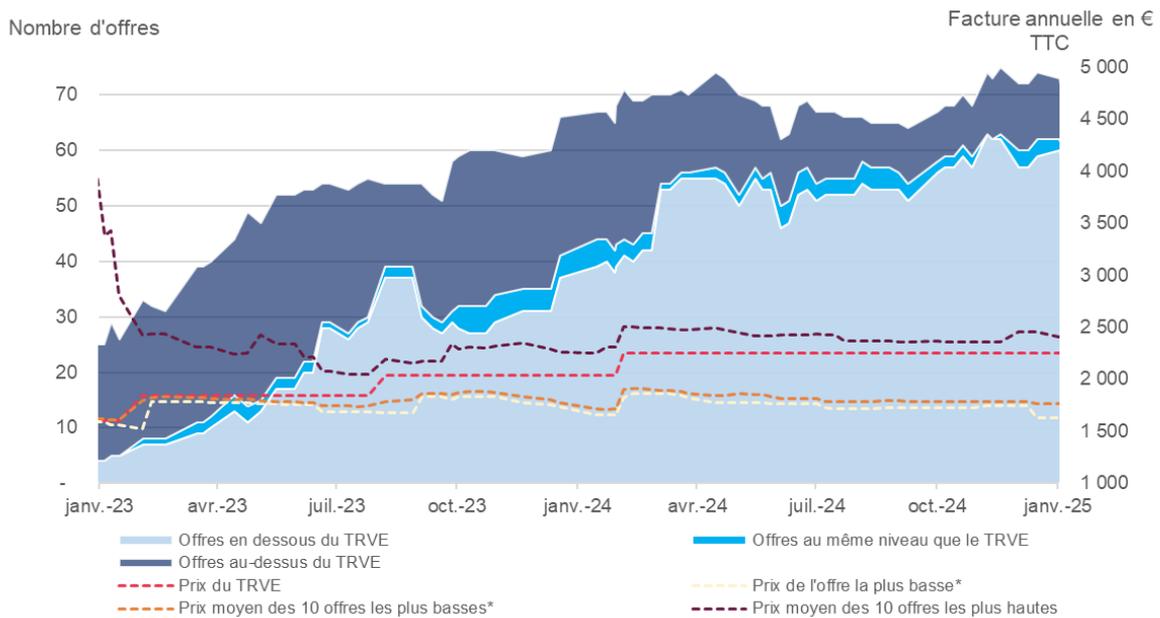
Les graphiques suivants montrent la comparaison des offres proposées par les fournisseurs dans le cas d'un client résidentiel ayant une consommation annuelle de 2 400 kWh par an (client Base) et dans le cas d'un client résidentiel ayant une consommation de 8 500 kWh par an (client HP/HC) les deux étant situés à Paris. Ces graphiques s'appuient sur les données disponibles sur le comparateur d'offres du Médiateur national de l'énergie disponible sur le site [www.energie-info.fr](http://www.energie-info.fr).

La crise des prix de gros sur l'année 2022, a fortement réduit le nombre d'offres de marché proposées au consommateur aboutissant à une concurrence quasi-inexistante sur la fin d'année 2022. La relative détente des prix observée au fil de l'année 2023 a permis un redémarrage progressif mais net de la concurrence dans les offres proposées : entre le dernier trimestre 2022 et le dernier trimestre 2023, le nombre d'offres proposées à des clients HP/HC sur le comparateur d'offres du Médiateur national de l'énergie a doublé. En 2024, le nombre d'offres proposées s'est stabilisé, entre 60 et 70 offres en moyenne. La typologie des offres proposées a également changé, si en 2023 plus de 40% des offres proposées étaient indexées sur le TRV, valeur sûre en sortie de crise, les offres à prix fixe représentent plus de 50% des offres proposées sur 2024.



**Figure 28: Evolution des offres HP/HC proposées sur le site comparateur « énergie-info »**

La crise a également vu l'attractivité des offres de marché par rapport aux TRV disparaître alors qu'auparavant la grande majorité des fournisseurs proposaient des offres à des prix inférieurs aux TRV. Avec la fin de la crise et la reprise, le nombre d'offres à un niveau plus compétitif que le TRV n'a cessé de croître engendrant une diminution du prix des offres les plus basses. La part d'offres dont les niveaux de prix sont en dessous des niveaux du TRVE est passé de 56% fin 2023 à 79% à fin décembre 2024. Aussi, en décembre 2024, le prix moyen des 10 offres les plus basses pour un client en option Heures Pleines/Heures Creuses à 9 kVA et consommant 8,5 MWh par an est 21% moins élevé que le niveau du TRVE TTC.



Source: Comparateur d'offres energie-info

Figure 29 Evolution des offres pour un client résidentiel HP/HC 9 kVA et comparaison avec le TRVE

## 2.3. La sécurité d'approvisionnement

### 2.3.1. Le suivi de l'équilibre offre / demande d'électricité

#### 2.3.1.1. Évolutions relatives à la demande d'électricité

La consommation annuelle brute d'électricité s'est élevée à 442,2 TWh en 2024, un niveau stable par rapport à 2023 (légère hausse de 0,9%, qui s'explique en partie par le fait que 2024 était une année bissextile). Comme en 2023, l'année 2024 a été l'une des années les plus chaudes enregistrées en France, ce qui explique en partie les niveaux de consommation brute sensiblement inférieurs à ceux constatés dans les années 2010.

La consommation d'électricité « à température normale » (corrigée des aléas météorologiques et calendaires), estimée par RTE, s'est élevée à 449,2 TWh en 2024, un niveau en très légère augmentation par rapport à 2023 (+0,7%). Bien qu'il s'agisse de la première augmentation depuis 2021, la consommation corrigée demeure significativement inférieure à celle observée au cours des années 2010 (-6% par rapport à la moyenne 2014-2019). Cela s'explique notamment par l'effet de l'augmentation des prix de l'électricité, des actions de sobriété initiées pendant la crise énergétique et des progrès en matière d'efficacité énergétique. Comme en 2023, les écarts par rapport à la période 2014-2019 ont été les plus marqués durant l'hiver.

La consommation corrigée du climat des grands consommateurs industriels a connu une augmentation de 2,4% en 2024, après deux années de baisse du fait de la crise énergétique. Elle reste cependant significativement inférieure aux niveaux historiques (-13% par rapport à la moyenne 2014-2019).

Concernant les prévisions d'évolution de la consommation d'électricité française dans les années à venir, RTE a revu les trajectoires de consommation pour son étude d'adéquation dont les principaux résultats ont été publiés en octobre 2023 (bilan prévisionnel 2023). Alors que les précédentes éditions du bilan prévisionnel reposaient sur une hypothèse de stabilité de la consommation française à l'horizon 2025 (telle qu'observée sur la décennie 2010-2020), RTE a désormais réévalué à la hausse ces trajectoires sur l'horizon 2030-2035, en lien avec l'électrification des usages énergétiques tirée par l'accélération de la décarbonation et la politique de réindustrialisation.

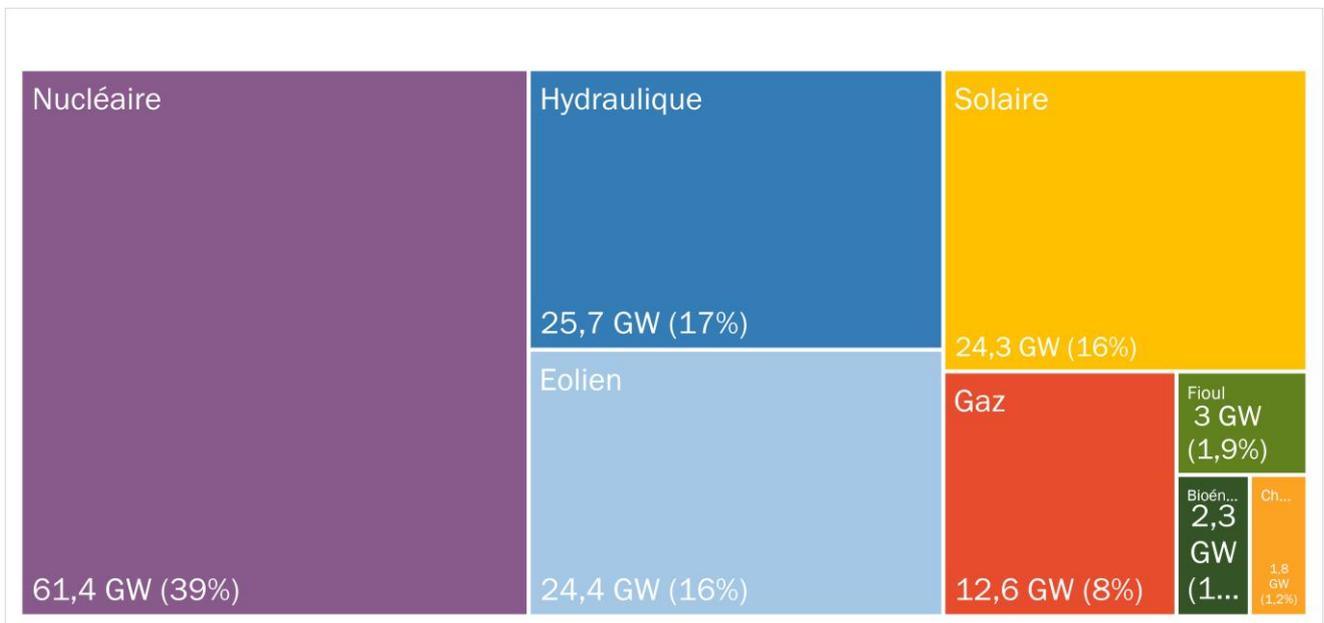
Dans sa trajectoire de référence qui permet l'atteinte de l'objectif de neutralité carbone en 2050, RTE prévoit ainsi une hausse de la consommation intérieure d'électricité de l'ordre de 30 % en 2035 par rapport à 2019 (la consommation s'établissant à un niveau entre 580 et 640 TWh en 2035, contre 475 TWh en 2019). Cette hausse serait principalement tirée par les secteurs des transports et de l'industrie,

tandis que la consommation des secteurs résidentiels et tertiaires resterait relativement stable. RTE inclue également dans son analyse deux trajectoires alternatives, considérées comme des futurs possibles, qui conduiraient à une hausse moins marquée de la consommation. Dans un scénario où les objectifs climatiques ne sont pas atteints à temps, la hausse de la consommation serait de l'ordre de 20 % par rapport à 2019, tandis qu'elle ne serait que de 12 % dans un scénario de contexte macroéconomique dégradé (croissance économique plus faible et problèmes d'approvisionnement en matières premières).

### 2.3.1.2. Évolutions relatives à l'offre d'électricité

Au 31 décembre 2024, la capacité totale des moyens de production électrique installés en France continentale s'élevait à 155,5 GW, en augmentation de 6,7 GW par rapport à l'année précédente, principalement du fait de l'augmentation des capacités des parcs solaire (+5 GW, un record annuel pour le parc solaire français) et, dans une moindre mesure, éolien (+1,7 GW). La capacité nucléaire et thermique est restée stable par rapport à 2022.

La disponibilité du parc nucléaire français a été significativement plus élevée en 2024 que les deux années précédentes, notamment du fait d'un volume moindre de travaux de réparation en lien avec le phénomène de corrosion sous contrainte. En moyenne sur l'année, le taux de disponibilité du parc nucléaire (par rapport à la capacité installée) était de 71,5% en 2024, contre 63% en 2023 et 54% en 2022. Ce taux reste toutefois inférieur par rapport à la moyenne historique observée sur la période 2015-2019 (74%).



Source : Bilan Electrique 2024, RTE

Figure 30 Le parc électrique installé en France au 31 décembre 2024

Dans son bilan prévisionnel 2023, RTE considère comme hypothèses de références pour l'évolution du parc électrique à l'horizon 2035 une forte augmentation de la capacité installée pour le solaire et l'éolien en mer (atteignant respectivement 65 GW et 15-18 GW), un développement moins rapide de l'éolien terrestre (atteignant 39 GW), et une augmentation de la capacité du parc hydroélectrique limitée en raison d'un gisement limité (de l'ordre de +1 ou 2 GW par rapport à aujourd'hui).

Concernant le parc nucléaire, hormis la mise en service de l'EPR de Flamanville en 2024 qui devra conduire à une légère augmentation de la capacité installée, le reste du parc est considéré comme stable à l'horizon 2035 (pas de fermeture de réacteurs prévue à cet horizon, et les potentiels nouveaux réacteurs ne devraient pas être mis en service avant 2036-2037). Un niveau prudent de disponibilité du parc nucléaire est retenu par RTE, avec une production annuelle moyenne d'environ 360 TWh, inférieure à la moyenne historique observée entre 2016 et 2020, mais supérieure aux niveaux réalisés en 2021 et 2022.

Concernant le parc thermique, RTE retient plusieurs trajectoires pour prendre en compte les incertitudes concernant les évolutions réglementaires relatives aux émissions de gaz à effet de serre, les technologies disponibles pour décarbonation de certaines centrales, et leur viabilité économique dans les années à venir. Pour les deux centrales à charbon restantes en France, RTE étudie la possibilité de leur fermeture, soit dès 2024, soit de manière séquencée entre 2024 et 2026, de leur maintien en fonctionnement jusqu'en 2027, ou de leur conversion totale ou partielle à la biomasse à partir de 2025. RTE considère un maintien des cycles combinés au gaz existantes d'ici 2035 (qui nécessiterait le maintien d'une rémunération capacitaire pour assurer leur rentabilité), un possible maintien des turbines à combustion existantes en fonction des besoins de sécurité d'approvisionnement, une fermeture progressive des centrales de cogénération au fioul et une fermeture d'une partie du parc de cogénération au gaz naturel.

### **2.3.2. La surveillance des investissements dans les capacités de production en relation avec la sécurité d'approvisionnement**

Le dernier bilan prévisionnel de RTE, publié en octobre 2023 et courant 2024, décrit la sécurité d'approvisionnement sur l'horizon 2023-2035. Il distingue deux périodes différentes :

- A court terme, c'est-à-dire à l'horizon 2025, RTE prévoit une amélioration de la sécurité d'approvisionnement par rapport aux dernières années, grâce à une plus grande disponibilité du parc nucléaire, la mise en service de l'EPR de Flamanville, le développement du parc renouvelable et des outils de flexibilité de la demande. Pendant cette période, le risque de déséquilibre entre l'offre et la demande devrait se rapprocher du critère de sécurité d'approvisionnement français (2 heures de délestage par an en espérance).
- A l'horizon 2030, la France aurait besoin de capacités supplémentaires pour respecter son critère de sécurité d'approvisionnement, du fait de la forte hausse anticipée de la consommation. Dans le scénario de référence, RTE anticipe une dégradation des marges du système électrique par rapport à 2026/2027, avec un déficit d'environ 5 GW par rapport au critère de sécurité d'approvisionnement. Ce scénario se base sur un développement important de la flexibilité de la demande, ou le développement de quelques gigawatts de batteries.

L'étude d'adéquation européenne réalisée par l'ENTSO-E, publiée en mai 2024 et approuvée par l'ACER (l'ERAA 2023, qui porte sur les années 2025, 2028, 2030 et 2033), identifie également, dans son scénario de référence, un risque pour la sécurité d'approvisionnement française à partir de 2028 et jusqu'en 2033. Le scénario de sensibilité, qui propose une méthodologie alternative pour la pondération des années climatiques du modèle, identifie également des risques pour la sécurité d'approvisionnement française, dès 2025 et jusqu'en 2033.

La refonte du mécanisme de capacité, dont la mise en œuvre est prévue à l'horizon 2026, permettra le développement de nouvelles capacités, dans l'objectif de respecter le critère de sécurité d'approvisionnement. Il assurera également une rémunération complémentaire aux capacités existantes qu'il est primordial de maintenir en fonctionnement pour atteindre le critère de sécurité d'approvisionnement.

#### **2.3.2.1. L'équilibrage électrique en temps réel**

##### **2.3.2.1.1. Les services système et le mécanisme d'ajustement**

Face aux évolutions normales de la consommation et aux divers aléas rencontrés en exploitation (pertes de groupes de production ou de charge...), le maintien de l'équilibre production-consommation et de la stabilité de la fréquence nécessitent d'adapter en permanence le niveau de la production à celui de la consommation.

Pour réaliser cette adaptation du niveau de production, RTE dispose de réserves de puissance mobilisables soit automatiquement (réglages primaire – FCR et secondaire – aFRR), soit par l'action manuelle des opérateurs (réglage tertiaire – mFRR et RR). La CRE approuve les règles relatives aux services système fréquence, à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre de RTE. De plus, la CRE approuve l'accord opérationnel du bloc réglage fréquence-puissance France.

En 2024 et au 1<sup>er</sup> semestre 2025, la CRE a ainsi approuvé des modifications de ces règles concernant notamment :

- La mise en œuvre d'un marché concurrentiel pour la contractualisation par RTE des capacités de réserve secondaire en amont du temps réel. Jusqu'au mois de juin 2024, les capacités de réserve secondaire étaient contractualisées par RTE par le biais d'une prescription, appliquée aux plus gros moyens de production<sup>118</sup> et rémunérée à un prix régulé prédéfini dans les règles nationales. Depuis le mois de juin 2024, la contractualisation par RTE des capacités de réserve secondaire est réalisée par le biais d'un appel d'offres journalier, ouvert à tous les actifs certifiés pour cette réserve, et selon un règlement en *pay-as-clear*, tel que prévu par la réglementation européenne ;
- Le passage du pas de règlement des écarts de 30 minutes à 15 minutes au 1<sup>er</sup> janvier 2025 pour se conformer aux règlements européens. Cette réduction du pas de règlement des écarts devrait induire une meilleure qualité de prévision des plans de production pour les producteurs d'ENR non pilotable, grâce à cette granularité plus fine, ainsi qu'une meilleure qualité de la fréquence, les GRT ayant à corriger des volumes d'écarts moins conséquents. Les pas de calcul et de rémunération des capacités et des énergies activées par RTE, de programmation des acteurs, des bilans de réserve, des pénalités et abattement ainsi que le pas de temps des publications et des indicateurs ont tous évolué vers une granularité de 15 minutes pour assurer la cohérence du marché.
- La modification des paramètres de la méthode de dimensionnement de la réserve secondaire dont la mise en œuvre est prévue au 1<sup>er</sup> juillet 2025. Cette évolution vise à limiter la volatilité du besoin en capacité de réserve secondaire contractualisé par RTE, tout en respectant les exigences prévues par la réglementation européenne (SOGL).
- Le passage de l'appel d'offre périodique des réserves rapide et complémentaire (RR-RC) d'une période annuelle à trimestrielle ainsi que la mise en œuvre d'un nouvel appel d'offre journalier pour la contractualisation de réserve rapide à la baisse. Ce nouveau produit de réserve tertiaire à la baisse vise à offrir à RTE des moyens additionnels pour équilibrer le système en période de surproduction, des épisodes de manques de moyens d'ajustement à la baisse étant de plus en plus régulièrement observé entre les mois d'avril et octobre.

### 2.3.2.1.2. Evolutions du paysage français de l'ajustement du système électrique

RTE s'est connecté à la plateforme européenne d'activation de réserve secondaire PICASSO le 2 avril 2025. Tel que prévu par les règles européennes, la CRE a approuvé dans les règles nationales en décembre 2024 la mise en œuvre par RTE d'un mécanisme de demande élastique, afin de limiter l'exposition des acteurs nationaux à la volatilité des prix marginaux pouvant être observés sur la plateforme PICASSO.

La connexion à la plateforme MARI pour l'activation de la réserve tertiaire rapide est prévue pour le T1 2026.

Enfin, RTE est connecté à la plateforme TERRE depuis le 2 décembre 2020. Cette plateforme permet aux gestionnaires de réseaux de transport (GRT) européens d'échanger des offres d'énergie de RR dites « standard », c'est-à-dire avec certaines caractéristiques techniques prédéfinies et harmonisées entre les GRT participant à la plateforme. En 2024, la plateforme TERRE a représenté environ 22 % des activations de réserves complémentaires pour satisfaire les besoins de RTE. La plateforme TERRE cessera de fonctionner à compter de la fin de l'année 2025, en lien avec la réforme de l'organisation du marché de l'électricité. Le règlement (UE) 2024/1747, adopté le 21 mai 2024, modifie en effet l'article 8 du règlement électricité, qui prévoit désormais que « à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2026, l'heure de fermeture du guichet intrajournalier entre zones n'intervient pas plus de 30 minutes avant le temps réel ». Cette nouvelle échéance est incompatible avec l'utilisation de la plateforme TERRE, celle-ci étant actuellement caractérisée par un délai d'activation de 30 minutes.

### 2.3.2.2. Le mécanisme de capacité

Le code de l'énergie établit, dans ses articles L. 335-1 et suivants, un dispositif d'obligation de capacités. Chaque fournisseur est ainsi tenu de s'approvisionner en garanties de capacité pour couvrir la

---

<sup>118</sup> Tout groupe de production de puissance supérieure ou égale à 120 MW doit mettre à disposition de RTE une capacité de réserve secondaire supérieure ou égale à 4,5 % de sa puissance.

consommation de l'ensemble de ses clients en périodes de pointe de consommation nationale. Ce mécanisme incite à développer, à moyen terme, des capacités de production ou d'effacement.

Les garanties de capacité peuvent être obtenues en investissant dans des moyens de production ou d'effacement ou auprès des exploitants de capacités. Ces derniers se voient attribuer par RTE des garanties pour la disponibilité effective (contrôlée par RTE) de leurs capacités lors des périodes de tension du système électrique.

Le respect des engagements et obligations des différents acteurs est assuré par un dispositif de règlements financiers incitatifs à l'issue de l'année de livraison. Des enchères de garanties de capacité sont organisées par EPEX SPOT. Le résultat de ces enchères est utilisé comme référence au calcul du prix du règlement des écarts.

Six enchères de capacité se sont déroulées sur le marché d'EPEX SPOT courant 2024 pour l'année de livraison 2025, ainsi qu'une visant l'année de livraison 2021, une pour l'année de livraison 2023, une pour l'année de livraison 2024, et quatre pour l'année de livraison 2026.

A ce jour, une enchère s'est déroulée en 2025 pour l'année de livraison 2026, ainsi qu'une enchère pour l'année de livraison 2022.

Les enchères réalisées en 2024 pour l'année de livraison 2025 ont vu le prix de la capacité évoluer entre 20 000 et 6 000 €/MW, avant de chuter à 0 €/MW à l'issue de l'enchère du 5 décembre 2024. Sur cette dernière enchère avant l'année de livraison, le niveau d'offre à prix nul a excédé le niveau de demande (1128 contre 10,3 GW), résultant pour la première fois depuis l'existence d'un mécanisme de capacité en un prix nul. Cette situation particulièrement détendue du point de vue de l'équilibre offre-demande s'explique par une consommation en légère hausse, mais qui demeure très en-deçà des niveaux d'avant-crise, et par davantage de capacités offertes à bas prix, notamment celles des interconnexions.

Au total, la moyenne des prix des enchères, prise en compte par la CRE dans le calcul des tarifs réglementés de vente pour 2024, hors effet d'écèlement de l'ARENH<sup>119</sup> s'est établie à 14 652 €/MW, au plus bas depuis 2019 après un pic à 45 622 €/MW pour l'année de livraison 2023 et un niveau d'avant-crise pour l'année de livraison 2024 (27 094 €/MW).

A ce jour, le prix de la capacité pour l'année 2026 s'élève en moyenne 6 175 €/MW, traduisant des craintes modérées pour la sécurité d'approvisionnement en 2026, tout comme en 2025.

Les autorités françaises et RTE ont mené en 2020 un retour d'expérience sur le fonctionnement du mécanisme de capacité français, dont les conclusions ont été publiées mi-2021. Ce retour d'expérience sert de base aux réflexions menées actuellement autour d'une refonte du mécanisme de capacité. Les réflexions en cours rassemblent l'ensemble des acteurs. Elles doivent aboutir courant 2025 en vue d'une saisine des autorités européennes, dans l'objectif d'implémenter cette refonte du mécanisme de capacité à partir de l'année de livraison 2026. En 2023, il a d'ailleurs été acté que la durée de la dernière année de livraison du mécanisme serait raccourcie de janvier à mars 2026 pour permettre la mise en place d'un futur mécanisme de capacité à partir de novembre 2026. En conséquence, la CRE a fixé<sup>120</sup> le prix administré à 44 000 €/MW pour l'AL 2026 dite « raccourcie » (pour prendre en compte le fait que les exploitants de nouvelles capacités toucheront une rémunération capacitaire dans le mécanisme actuel, mais aussi dans le cadre du nouveau mécanisme de capacité), au lieu de 60 000 €/MW pour 2024 et 2025.

---

<sup>119</sup> Le coût de l'approvisionnement en capacité dans les TRVE tient compte, le cas échéant, des garanties de capacité contenues dans l'ARENH. Le coût moyen de la capacité considéré dans les TRVE a été fixé à 5,5 €/MWh en 2024 et 2,5 €/MWh en 2025

<sup>120</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 28 septembre 2023 portant approbation du plafond utilisé dans le cadre du règlement financier des écarts du mécanisme de capacité pour les années 2025 et 2026

### 3. Le marché du gaz

Une différence structurelle distingue en France le marché du gaz du marché de l'électricité : alors que l'électricité consommée en France est majoritairement produite sur le territoire français, notamment en raison de l'impossibilité de la stocker ou d'importer des volumes suffisants, et avec un producteur largement dominant, l'approvisionnement en gaz naturel dépend uniquement d'importations. Très concurrentiel, le marché mondial du gaz contribue à faciliter l'accès des fournisseurs alternatifs au marché de détail. Depuis l'ouverture à la concurrence des marchés de détail pour les petits consommateurs le 1<sup>er</sup> juillet 2007, la dynamique sur le marché du gaz naturel est intense. Dans le cadre de ses missions, la CRE veille à ce que l'accès aux infrastructures de gaz naturel soit garanti **(3.1.)**, à ce que la concurrence soit de mise sur le marché **(3.2.)** et au respect de la sécurité d'approvisionnement **(3.3.)**.

#### 3.1. L'accès aux infrastructures de gaz naturel

##### 3.1.1. L'indépendance des gestionnaires de réseaux

###### 3.1.1.1. Le suivi des obligations liées à la certification des gestionnaires de réseau de transport

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2005, il existe en France deux gestionnaires de réseaux de transport (GRT) : les sociétés NaTran (ex-GRTgaz) et Teréga (ex-TIGF).

NaTran est détenu par Engie à hauteur de 60,8 % et par un consortium public, la Société d'Infrastructures Gazières (SIG), composé de la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC) et de CNP Assurances à hauteur de 38,6 %. Le FCPE NaTran Alto (Fonds Commun du Plan d'Épargne pour les salariés) détient également des parts à hauteur de 0,5 %. NaTran possède elle-même des parts à hauteur de 0,1 % correspondant à des rachats de parts Alto (liées à la vente de parts par les salariés) mais qui ne donnent pas droit à vote. NaTran opère un réseau de canalisations long d'environ 32 600 km, recouvrant une grande partie du territoire français à l'exception du Sud-Ouest. NaTran a acheminé 588 TWh de gaz en 2024.

Teréga opère un réseau long d'environ 5 100 km dans le Sud-Ouest de la France, qui constitue une zone d'équilibrage unique. Depuis le premier semestre 2015, Teréga est détenu à hauteur de 40,5 % par SNAM Rete Gas, opérateur de transport et de stockage de gaz italien, à hauteur de 31,5 % par Pacific Mezz Luxembourg S.a.r.l. (société de droit luxembourgeois gérée par GIC Special Investments Private Limited, société de droit singapourien), à hauteur de 18 % par Ouestgaz SAS (détenue en totalité par Electricité de France S.A.), à hauteur de 9 % par Predica (Prévoyance Dialogue du Crédit Agricole S.A.) et à hauteur de 1 % par Crédit Agricole Assurances Retraite (CAAR). Teréga a acheminé 93 TWh de gaz en 2024.

###### 3.1.1.1.1. Le suivi de la mise en œuvre des demandes de la CRE dans la décision de certification de NaTran

NaTran a été certifié par la CRE en tant que gestionnaire de transport indépendant de l'entreprise verticalement intégrée (EVI) selon le modèle de séparation patrimoniale (ITO, *Independent Transmission Operator*) le 26 janvier 2012<sup>121</sup>.

La CRE a maintenu la certification de NaTran<sup>122</sup> en modèle ITO à la suite de l'augmentation de capital de la société SIG au sein du capital de NaTran.

La CRE s'assure régulièrement que NaTran respecte ses obligations en matière d'indépendance vis à vis de l'EVI. À cette fin, elle vérifie qu'il respecte les engagements qu'il a pris et qu'il met en œuvre, dans les délais déterminés, les demandes formulées par la CRE dans cette même délibération de certification, notamment en matière de séparation des locaux et des systèmes d'information, ainsi que de pratiques de communication.

Conformément aux dispositions du code de l'énergie, les GRT appartenant à une EVI ont l'obligation de soumettre à la CRE, pour approbation, le renouvellement ou la signature de tout accord commercial et financier, ou de tout contrat de prestations de services conclu et fourni par l'EVI ou toute société

<sup>121</sup> [Délibération de la CRE du 26 janvier 2012 portant décision de certification de la société GRTgaz](#)

<sup>122</sup> [Délibération de la CRE du 9 décembre 2021 sur le maintien de la certification de GRTgaz](#)

contrôlée par l'EVI, au plus tard deux mois avant son entrée en vigueur. La CRE veille à ce que ces accords et contrats ne portent pas atteinte à l'indépendance des GRT.

Au cours de l'année 2024, 35 contrats conclus entre NaTran et l'EVI ou entre NaTran et les sociétés contrôlées par l'EVI ont été examinés par la CRE. L'ensemble de ces contrats a fait l'objet d'une décision favorable de la CRE.

La CRE reste également attentive à ce qu'en matière de déontologie, les règles internes garantissent l'indépendance des salariés et des dirigeants de NaTran vis-à-vis de la maison-mère. Dans ce cadre, la CRE a adopté en janvier 2024<sup>123</sup> une décision relative à la nomination de la directrice générale de NaTran. En termes de nomination au sein de la « minorité » du conseil d'administration de NaTran, la CRE a approuvé cinq propositions de candidats entre avril et décembre 2024. Elle a également approuvé la reconduction de quatre administrateurs appartenant à la « minorité » du conseil d'administration de NaTran, dont un administrateur indépendant (avril 2024 et avril 2025). Enfin, la CRE s'assure régulièrement que le GRT dispose de toutes les ressources humaines, financières, matérielles et techniques nécessaires à l'accomplissement de ses missions en toute indépendance.

### 3.1.1.1.2. Le suivi de la mise en œuvre des demandes de la CRE dans la décision de certification de Teréga

Comme NaTran (ex-GRTgaz), Teréga (ex-TIGF) a été certifié par la CRE en tant que gestionnaire de transport indépendant de l'entreprise verticalement intégrée (modèle ITO, *Independent Transmission Operator*) le 26 janvier 2012<sup>124</sup>. A la suite du changement de l'actionnariat du GRT, la CRE a ouvert une procédure de réexamen de la certification de Teréga. Le GRT n'appartenant plus à un groupe intégré, la CRE a certifié TIGF en modèle de séparation patrimoniale (modèle OU, *Ownership Unbundling*) le 3 juillet 2014<sup>125</sup>.

Enfin, la CRE a étudié courant 2015 le maintien de la certification de TIGF en modèle de séparation patrimoniale à la suite de l'acquisition de 10 % du capital de TIGF par la société Prédica (Prévoyance Dialogue du Crédit Agricole S.A) et a pris une délibération approuvant la conformité de la situation de TIGF le 4 février 2016<sup>126</sup>.

La certification est valable sans limitation de durée, mais le GRT est tenu de notifier à la CRE tout élément susceptible de justifier un nouvel examen de son indépendance effective vis-à-vis des autres sociétés de l'EVI. Par ailleurs, la CRE a formulé un certain nombre de demandes dans sa délibération du 3 juillet 2014 afin d'assurer un suivi régulier de l'indépendance de Teréga dans son activité de gestionnaire de réseau de transport. En particulier, la CRE a demandé à la société Teréga de lui transmettre des rapports annuels sur la mise en œuvre des obligations de confidentialité prévues dans les statuts de Teréga et Teréga S.A.S. (ex-TIGF Investissements) et sur la conformité de l'organisation et du fonctionnement des organes de gouvernance de Teréga Holding (ex-TIGF Holding) avec les conditions de sa décision de certification.

La CRE a assorti sa décision de maintien de la certification de Teréga de l'obligation de notifier à la CRE, sans délai, toute prise de participation de plus de 5 % des sociétés du groupe Crédit Agricole ou du groupe GIC dans une entreprise de production ou de fourniture de gaz ou d'électricité en Europe et dans les pays qui possèdent une interconnexion électrique ou gazière avec l'Europe.

Ainsi, le Crédit Agricole a notifié à la CRE plusieurs prises de participation dans des sociétés de production d'énergie. Dans ce cadre, la CRE a été amenée à se prononcer sur le maintien de la certification de Teréga à plusieurs reprises :

- par délibération du 20 juillet 2017, la CRE a maintenu la certification de Teréga à la suite de deux prises de participation du groupe Crédit Agricole dans des entreprises de production ou de fourniture d'énergie (Opérations Cogestar et Quadrica) ;

---

<sup>123</sup> Délibération de la CRE du 3 janvier 2024 portant décision relative à la proposition de nomination de Mme Sandrine Meunier dans les fonctions de directrice générale de la société GRTgaz

<sup>124</sup> Délibération de la CRE du 26 janvier 2012 portant décision de certification de la société TIGF

<sup>125</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 3 juillet 2014 portant décision de certification de la société TIGF

<sup>126</sup> Délibération de la CRE du 4 février 2016 portant décision sur le maintien de la certification de la société TIGF à la suite de l'entrée de la société Prédica dans le capital de TIGF Holding

- par délibération du 12 avril 2018, la CRE a maintenu la certification de Teréga à la suite de deux prises de participation du groupe Crédit Agricole dans des entreprises de production ou de fourniture d'énergie (Opérations FEI3 et LCV) ;
- par délibération du 27 septembre 2018, la CRE a maintenu la certification de Teréga à la suite d'une prise de participation du groupe GIC dans une entreprise de production d'énergie (Opération ContourGlobal) ;
- par délibération du 25 juin 2019, la CRE a maintenu la certification de Teréga à la suite de trois prises de participation du groupe Crédit Agricole dans des entreprises de production ou de fourniture d'énergie (Opérations Cogestar 3 et Wood) ;
- par délibération du 16 juillet 2020, la CRE a maintenu la certification de Teréga à la suite de deux prises de participation du groupe Crédit Agricole dans des entreprises de production ou de fourniture d'énergie (Opérations Eurowatt Energies et FEIH2) ;
- par délibération du 28 juillet 2021, la CRE a maintenu la certification de Teréga à la suite d'une prise de participation du groupe Crédit Agricole dans des entreprises de production d'énergie (Opérations FEIH/FEIH2, Quadrica/Leuret et Eurowatt Energies) ;
- par délibération du 18 novembre 2021, la CRE a maintenu la certification de Teréga à la suite d'une prise de participation du groupe GIC Special Investments Private Limited dans la société China Three Gorges International qui elle-même détient des participations dans des sociétés actives dans la production et la commercialisation d'énergie ;
- par délibération du 29 juin 2023, la CRE a maintenu la certification de Teréga à la suite d'une évolution de la participation de China Three Gorges au sein d'EDP, du transfert des parts détenues par Pacific Mezz Luxembourg au capital de Teréga à la société Raffles Infra Holdings (filiale de GIC) et du transfert par Predica de 1 % du capital de Teréga à Crédit Agricole Assurances Retraite (CAAR) (détenue par Crédit Agricole Assurances) ;
- par délibération du 4 juillet 2024, la CRE a maintenu la certification de Teréga à la suite d'une demande du groupe GIC tendant à modifier son obligation de notification telle qu'elle résulte de la délibération de la CRE du 29 juin 2023 suscitée, s'agissant de prises de participations dans des actifs de production d'électricité renouvelable sans lien avec le gaz.

### 3.1.1.1.3. Le suivi du respect du code de bonne conduite des GRT

Le code de l'énergie impose la création, au sein de chaque GRT appartenant à une EVI, de la fonction de responsable de la conformité. Chaque responsable de la conformité est chargé de veiller au respect des engagements fixés dans le code de bonne conduite de son entreprise, ainsi que de veiller à la conformité des pratiques des opérateurs avec les règles d'indépendance. Il a également la responsabilité de la rédaction d'un rapport annuel sur la mise en œuvre du code de bonne conduite, présenté à la CRE. La CRE a approuvé la proposition de nomination et la lettre de missions du nouveau responsable de la conformité de NaTran le 16 avril 2020<sup>127</sup>.

Les dispositions du code de l'énergie n'imposant pas aux GRT certifiés en modèle OU l'obligation de se doter d'un responsable de la conformité et d'un code de bonne conduite, cette obligation ne concerne donc que NaTran. La CRE continue toutefois à réaliser le suivi de l'indépendance de Teréga dans le cadre de son rapport annuel sur le respect des codes de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz.

En application de l'article L. 134-15 du code de l'énergie, la CRE a publié la treizième édition du rapport sur le respect des codes de bonne conduite et sur l'indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel (RCBCI) en mai 2023<sup>128</sup>.

Concernant NaTran, la CRE y a relevé des évolutions positives sur les années 2021 et 2022. NaTran a tenu ses principaux engagements en 2021 et 2022 en matière de transparence, objectivité, non-discrimination et protection des informations commercialement sensibles (ICS). La CRE considère que

---

<sup>127</sup> [Délibération de la CRE du 16 avril 2020 portant approbation de la proposition de nomination et de la lettre de mission du responsable de la conformité de la société GRTgaz](#)

<sup>128</sup> [Rapport 2021-2022 sur le respect des codes de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel](#)

l'indépendance de NaTran vis-à-vis de sa maison-mère s'est améliorée. NaTran s'est conformé à la plupart des demandes formulées par la CRE dans le cadre de sa certification.

En particulier, concernant l'approbation des contrats encadrés par les articles L. 111-17 et L. 111-18, NaTran s'est conformé aux demandes de la CRE dans le précédent rapport RCBCI 2019-2020. Pour rappel, afin de s'assurer de la pertinence d'une nouvelle remise en concurrence pour les contrats arrivant à échéance, la CRE avait demandé à NaTran de lui transmettre chaque année un échéancier de renouvellement des contrats avec l'EVI ou les sociétés contrôlées par l'EVI accompagnée d'une justification de la nécessité de reconduction. En 2021 et 2022, NaTran s'est conformé à cette demande et la CRE a pu constater l'objectivité de la reconduction des contrats avec l'EVI. Par ailleurs, concernant les ressources humaines, conformément aux demandes du précédent rapport, NaTran a mis en œuvre :

- une formation d'entretien des compétences relatives au code de bonne conduite pour l'ensemble des salariés ; et
- un engagement de tout salarié rejoignant NaTran à respecter ses obligations d'indépendance en cédant ou en confiant la gestion à un tiers des actions de l'EVI qu'il détient.

En ce qui concerne Teréga, depuis la délibération du 18 novembre 2021 portant décision sur le maintien de la certification de Teréga<sup>129</sup>, la CRE a surveillé le respect de ses obligations en matière d'indépendance. La CRE constate une amélioration de la situation car Teréga s'est conformé à l'ensemble des demandes formulées par la CRE dans le cadre du dernier rapport sur le rapport RCBCI. Dans le rapport précédent, la CRE avait constaté en 2019 et en 2020, un retard significatif dans la transmission des éléments relatifs à la nomination de nouveaux administrateurs au conseil d'administration des trois sociétés du Groupe. En 2021 et 2022, Teréga a transmis à temps les informations concernant des nouveaux administrateurs.

Dans son précédent rapport RCBCI, la CRE a également recommandé à Teréga de mettre en place un cycle de formation spécifique aux raccordements, et de le mettre à jour régulièrement afin de prendre en compte les évolutions réglementaires. A la suite du dernier rapport relatif au RCBCI 2019-2020, Teréga n'a pas mis en place de cycle de formation spécifique aux raccordements mais a inclus cette thématique dans le code de déontologie applicable au Groupe Teréga et dans le cycle de formation plus global applicable à ce code. Ainsi, les principes d'accès des tiers au réseau, de traitement équitable et non-discriminatoire de l'ensemble des clients raccordés sont une thématique sur laquelle les collaborateurs de Teréga sont largement formés.

Teréga a tenu ses engagements en matière de transparence, objectivité, non-discrimination et protection des ICS sur la période 2021-2022.

La CRE prévoit de publier la quatorzième édition du RCBCI, couvrant la période 2023-2024 au premier semestre 2026.

### **3.1.1.2. L'indépendance des gestionnaires de réseaux de distribution et des entreprises locales de distribution (ELD)**

Sur le réseau de distribution en France métropolitaine, 96 % des utilisateurs de gaz naturel sont desservis par GRDF. Les quelques 4 % restant sont raccordés à des réseaux gérés par les Entreprises Locales de Distribution (ELD). Parmi elles, Régaz-Bordeaux et R-GDS assurent chacun la distribution d'environ 1,5 % du marché, tandis que 21 autres Gestionnaires de Réseaux de Distribution (GRD) se partagent moins de 1 % du marché de la distribution de gaz naturel.

Le principe de séparation juridique des GRD vis-à-vis des activités de production ou de fourniture de gaz est transposé en droit français aux articles L. 111-57 et suivants du code de l'énergie. En conséquence, depuis le 31 décembre 2012, les trois GRD de gaz desservant plus de 100 000 clients (GRDF, Régaz-Bordeaux, R-GDS) sont juridiquement séparés. Comme pour les GRT appartenant à une EVI, le code de l'énergie impose l'élaboration d'un code de bonne conduite et le suivi de sa mise en œuvre par les GRD desservant plus de 100 000 clients (GRDF, Régaz-Bordeaux et R-GDS).

Dans le cadre de sa mission générale portant sur le bon fonctionnement des marchés, la CRE s'assure que les gestionnaires de réseaux sont indépendants de leur maison mère. Cette vérification se fait à partir de l'organisation interne et des règles de gouvernance, de l'autonomie de fonctionnement et de

---

<sup>129</sup> Délibération de la CRE du 18 novembre 2021 portant décision sur le maintien de la certification de la société Teréga à la suite d'une prise de participation du groupe GIC dans une entreprise active dans la production d'énergie

la mise en place d'un responsable de la conformité chargé des obligations d'indépendance et du respect du code de bonne conduite.

A ce titre, les propositions de nomination de responsables de la conformité faites par GRDF et GreenAlp au cours de l'année 2024 et du premier semestre 2025 ont été approuvées par la CRE tandis que le responsable de la conformité de réséda a été reconduit sur son poste pour une durée de 3 ans.

La CRE a constaté, dans la treizième édition de son rapport sur le respect des codes de bonne conduite et sur l'indépendance des gestionnaires de réseaux (RCBCI) publiée en mai 2023<sup>130</sup>, que les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz respectent de manière globalement satisfaisante les règles d'indépendance et de bonne conduite : tous les gestionnaires de réseaux témoignent d'un niveau de maturité important dans l'exercice de leurs missions. Ils publient annuellement un rapport sur le respect de leur code de bonne conduite et rendent compte auprès de la CRE des actions entreprises en la matière.

Ainsi il apparaît que, pour les plus gros gestionnaires de réseaux de distribution, les difficultés ou les risques principaux ne portent plus désormais sur l'indépendance opérationnelle vis-à-vis des maisons-mères, qui se maintient à un très bon niveau même si certains progrès sont encore nécessaires. En revanche, la non-discrimination entre les différentes catégories de clients et la parfaite séparation entre les activités en monopole et les activités de nature concurrentielle deviennent des enjeux importants du fait de l'évolution des missions et des activités des GRD, et restent des sujets d'amélioration et de vigilance, dans un contexte de mutation du secteur de l'énergie et de transition énergétique.

A l'occasion de l'élaboration de la treizième édition du RCBCI, la CRE a formulé les principaux constats et recommandations suivants :

- En matière de ressources humaines, plusieurs gestionnaires de réseaux de distribution continuent, de distribuer des actions de la maison-mère à leurs dirigeants, de leur donner accès aux fonds dotés exclusivement d'actions du groupe, ou encore de distribuer à leurs salariés une participation calculée au périmètre de l'entreprise verticalement intégrée (EVI), compromettant ainsi l'indépendance des dirigeants et des salariés des gestionnaires de réseaux de distribution ;
- Concernant la mise en œuvre de la séparation de moyens entre leurs activités régulées et concurrentielles, la CRE a salué la démarche des opérateurs qui ont filialisé leurs activités concurrentielles et a appelé à la généralisation de cette pratique, qui assure l'absence de subvention croisée et la séparation effective des moyens. La CRE a cependant rappelé le cadre légal et réglementaire sur la prise de participation des gestionnaires de réseaux dans des sociétés de production d'énergie. La CRE a ainsi réitéré sa demande à R-GDS concernant la cession de ses parts au sein de la société de production Biogénère au plus tard le 31 décembre 2023 ;
- Concernant la communication des opérateurs sur les activités régulées et concurrentielles, la CRE a rappelé l'importance d'une communication n'entretenant aucune confusion entre, d'une part, les missions de monopole des gestionnaires de réseaux et, d'autre part, les activités concurrentielles que ces derniers peuvent poursuivre.

### 3.1.2. Les aspects techniques

#### 3.1.2.1. Le système de comptage évolué des GRD de gaz

GRDF a initié depuis 2007 un projet de comptage évolué pour le marché de détail du gaz naturel, représentant environ 11 millions de consommateurs, résidentiels et petits professionnels desservis par GRDF. Ce projet a pour objet le remplacement de l'ensemble des compteurs de ces consommateurs par des compteurs évolués, baptisés « Gazpar », permettant notamment la relève à distance et la transmission des index réels de consommation aux fournisseurs sur un pas de temps mensuel ou lors d'événements contractuels (mises en service, évolutions tarifaires, etc.). Le projet de GRDF a fait l'objet

---

<sup>130</sup> [Rapport 2021-2022 sur le respect des codes de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel](#)

de sept délibérations de la CRE entre 2009 et 2024, une en 2009, une en 2011, deux en 2013<sup>131</sup>, une en 2014<sup>132</sup>, une en 2021<sup>133</sup> et une en 2024<sup>134</sup> précédées chacune d'une consultation publique.

Début 2016, GRDF a lancé la phase pilote de déploiement de ses compteurs évolués Gazpar, portant sur environ 150 000 compteurs répartis sur 4 régions. En septembre 2016, cette phase pilote s'est élargie aux fournisseurs et à leurs clients afin de tester les fonctionnalités autour des données de consommation. Le lancement du déploiement industriel, initialement prévu début janvier 2017, a été décalé au 2 mai 2017<sup>135</sup> afin de permettre à GRDF de sécuriser la capacité d'approvisionnement de matériels auprès des fabricants et de constituer des stocks de sécurité, d'optimiser les performances et stabiliser les fonctionnalités des systèmes d'information et des outils de mobilité et d'enrichir les expérimentations avec les fournisseurs et les consommateurs. Ce déploiement industriel a pris fin à l'été 2023 avec près de 11,1 millions de compteurs Gazpar posés sur un total de 11,6 millions.

Par ailleurs, les deux entreprises locales de distribution (ELD) Régaz-Bordeaux et GreenAlp, qui desservent respectivement 230 000 et 47 000 consommateurs environ, ont également lancé le déploiement massif de leur système de comptage évolué après que la CRE a procédé à l'analyse technico-économique de ces derniers, et proposé leur approbation aux ministres<sup>136</sup>.

Régaz-Bordeaux, dont le projet Datagaz a débuté en 2019, a posé 154 000 compteurs à la fin de l'année 2023. La fin du déploiement est prévue pour 2026.

GreenAlp, dont le projet de comptage évolué a débuté en 2020, a posé près de 25 000 compteurs à la fin de l'année 2023. La fin du déploiement est prévue pour 2025.

Enfin, la CRE a mené avec les ELD de gaz naturel, représentant environ 100 000 compteurs, des travaux préparatoires au déploiement des projets de comptage résiduels, afin de mutualiser certaines dépenses et de s'assurer que le déploiement des projets de comptage résiduels se fera au coût le plus avantageux pour les consommateurs. A l'issue de ces travaux, la CRE a procédé en 2021 à l'analyse technico-économique de treize projets de comptage évolué respectant les pistes de mutualisation identifiées précédemment, dont l'approbation des ministres a été formulée en fin d'année 2023<sup>137</sup>. Ils

---

<sup>131</sup> La CRE a proposé, par [délibération du 13 juin 2013](#), aux ministres chargés de l'énergie et de la consommation d'approuver la mise en œuvre du déploiement généralisé du système de comptage évolué de GRDF. Cette proposition a été faite au vu des résultats de l'évaluation technico-économique réalisée par la CRE en 2013, en particulier de la valeur actualisée nette (VAN) du projet et des bénéfices de ce projet pour les consommateurs.

Le même jour, la CRE a adopté une délibération portant orientations sur le cadre de régulation du système de comptage évolué de GRDF dans laquelle elle indique qu'« *en cas de décision favorable des ministres, la CRE procédera à la modification du tarif ATRD4 de GRDF. Ces travaux feront l'objet d'une nouvelle délibération tarifaire de la CRE [...], en application des articles L.452-2 et L.452-3 du code de l'énergie encadrant les compétences tarifaires de la CRE. Cette délibération définira le traitement tarifaire du système de comptage évolué de GRDF [...].* »

<sup>132</sup> Dans ce cadre, la [délibération de la CRE du 17 juillet 2014](#) portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué de GRDF a défini le cadre de régulation incitative spécifique du système de comptage évolué de GRDF, ainsi que les modalités de prise en compte des coûts et gains prévisionnels du projet dans le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF (dit « tarif ATRD4 »). Ainsi, l'évolution du tarif ATRD4 de GRDF au 1<sup>er</sup> juillet 2015 de + 3,93 % intègre le facteur d'évolution C, correspondant à la prise en compte des coûts du projet de comptage évolué entre le 1<sup>er</sup> juillet 2013 et le 31 décembre 2015 sur le périmètre de la zone de desserte de GRDF bénéficiant du tarif péréqué ATRD4, et fixé dans la délibération de la CRE du 17 juillet 2014 à + 1,32 %.

<sup>133</sup> [La délibération de la CRE n°2021-246 du 28 juillet 2021](#) a prolongé et actualisé le cadre de régulation incitative du projet de comptage évolué de GRDF pour les dernières années du projet.

<sup>134</sup> La délibération N°2024-40 du 15 février 2024 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF a dressé le bilan de la phase de déploiement massif arrivée à son terme et actualisé les indicateurs de qualité de service du projet de comptage évolué.

<sup>135</sup> Le décalage de cette date T0 de lancement du déploiement industriel était prévu par la délibération de la CRE du 17 juillet 2014. La CRE a pris [la délibération n°2017-286 du 21 décembre 2017](#) portant décision sur la mise en œuvre du cadre de régulation incitative du système de comptage évolué de GRDF afin de recalculer le mécanisme de régulation incitative sur la date effective du démarrage du déploiement industriel, le 2 mai 2017.

<sup>136</sup> [Délibération de la CRE n°2017-259 portant proposition d'approbation du lancement du déploiement des projets de comptage évolué de gaz naturel des gestionnaires de réseaux de distribution Régaz-Bordeaux et GEG.](#)

<sup>137</sup> [Délibérations de la CRE n°2021-102 portant proposition d'approbation du lancement du déploiement du projet de comptage évolué de gaz naturel du gestionnaire de réseaux de distribution R-GDS, et délibération de la CRE n°2022-31 portant proposition d'approbation du lancement du déploiement des projets de comptage évolué de gaz naturel des entreprises locales de distribution de gaz naturel](#)

l'ont actée par une décision du 9 novembre 2023<sup>138</sup>. La délibération du 4 décembre 2024<sup>139</sup> a fixé le cadre de régulation des projets de comptage évolués des ELD concernées et le déploiement de ces projets s'échelonne de 2024 à 2032.

### 3.1.2.2. La qualité de service

#### 3.1.2.2.1. Evolution de la qualité de service des gestionnaires de réseaux de transport

Les gestionnaires de réseaux publient régulièrement les résultats des indicateurs de qualité de service sur leurs sites internet destinés au grand public. En complément à ces publications, la CRE a demandé à l'ensemble des gestionnaires de réseaux d'élaborer, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2016, un rapport annuel *ad hoc* relatif à l'analyse qualitative de la totalité de leurs indicateurs de qualité de service.

Les tarifs de transport (dits « tarifs ATRT8 ») en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> avril 2024 prévoient un mécanisme de régulation incitative de la qualité de service, fondée sur le suivi d'indicateurs transmis chaque mois par les GRT à la CRE et rendus publics sur leur site internet. NaTran et Teréga suivent actuellement quatorze indicateurs, dont quatre, considérés comme particulièrement importants pour le bon fonctionnement du marché, sont incités financièrement par des bonus et des pénalités en fonction de l'atteinte des objectifs fixés par la CRE. Pour ces quatre indicateurs, la CRE a déterminé des valeurs plafond et plancher correspondant aux valeurs maximales et minimales du montant de l'incitation financière pour chacun de ces indicateurs, fixées en cohérence avec l'historique de chaque indicateur et en s'assurant que ces seuils correspondent à des situations exceptionnelles qui justifient l'interruption du mécanisme de régulation incitative.

Sur l'année 2024, la régulation incitative de la qualité de service de NaTran et Teréga a généré des bonus globaux de respectivement 1779 K€ et 738 K€. Les niveaux de ces bonus générés au titre de l'année 2024 sont globalement stables pour NaTran et Teréga par rapport à ceux générés en 2023 de respectivement 1631 K€ et 740 K€.

#### 3.1.2.2.2. Evolution de la qualité de service de GRDF et des ELD

##### Qualité de service de GRDF :

Le tarif ATRD7 de GRDF, entré en vigueur au 1<sup>er</sup> juillet 2024<sup>140</sup>, a reconduit en le faisant évoluer le mécanisme de régulation incitative de la qualité de service introduit dans le tarif précédent (ATRD6). Cette évolution vise à la fois à améliorer le suivi de la qualité de service, à assurer une stabilité du système incitatif afin d'offrir une meilleure visibilité à l'opérateur et aux acteurs de marché, et à simplifier le mécanisme d'attribution des incitations financières.

La CRE a fait évoluer dans ce tarif ATRD7 les modalités d'incitation (niveau des objectifs, force des incitation) afin de maintenir globalement le niveau de qualité de service satisfaisant que GRDF a atteint ces dernières années, tout en mettant fin à la dégradation constatée de certains indicateurs sur la période ATRD6. En particulier, les incitations sur les délais d'intervention et le traitement des réclamations ont été renforcées.

Par ailleurs, la CRE a renforcé le cadre de régulation spécifique au système de comptage évolué de GRDF Gazpar. Ce cadre permet notamment d'inciter l'opérateur au bon fonctionnement de sa chaîne communicante, facteur essentiel à l'amélioration de la relève et de la facturation.

Enfin, le tarif ATRD7 a introduit des nouveaux indicateurs et incitations liés à la qualité de service de GRDF auprès des producteurs de biométhane, notamment concernant le volume de production écartée.

Sur l'année 2024, la régulation incitative de la qualité de service de GRDF a généré un bonus de 1,1 M€, ainsi que + 2,1 M€ au titre de la performance du système de comptage évolué, soit + 1,9 M€ par rapport à l'année 2023.

---

<sup>138</sup> [Décision du 9 novembre 2023 relative au déploiement de compteurs communicants de gaz naturel par les gestionnaires de réseaux de distribution Caléo, Ene'o \(Énergies Services Occitans\) – Régie de Carmeaux, Énergies Services Lannemezan, Énergies Services Lavour, Energis – Régie municipale de Saint-Avoid, Gascogne Energies Services, Gaz de Barr, Gedia, R-GDS, Régie Municipale Multiservices de La Réole, Régies Municipales Bazas Energie, Sorégies, Synelva et Vialis](#)

<sup>139</sup> [Délibération de la CRE du 4 décembre 2024 portant décision sur le cadre de régulation incitative des projets de comptage évolués des entreprises locales de distribution de gaz naturel disposant d'un tarif spécifique](#)

<sup>140</sup> [Délibération de la CRE du 15 février 2020 portant décision sur le tarif pérenné d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF](#)

### Qualité de service des ELD :

Les tarifs ATRD6 des ELD sont entrés en vigueur au 1<sup>er</sup> juillet 2022<sup>141</sup>. Les ELD disposent également d'un mécanisme de régulation incitative de la qualité de service, analogue à celui mis en place pour le tarif ATRD6 de GRDF, qui est adapté à la taille et aux contraintes des opérateurs. Les neuf ELD disposant d'un tarif ATRD spécifique suivent entre onze et quinze indicateurs ; les ELD au tarif commun suivent un unique indicateur, celui relatif au nombre de rendez-vous planifiés non respectés par le GRD.

Sur l'année 2024, la régulation incitative de la qualité de service des ELD a généré au total des incitations financières comprises en 0 et 40 K€ qui sont venues s'ajouter au montant du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) de chaque ELD à apurer.

### **3.1.3. Les conditions d'accès aux réseaux, aux terminaux méthaniers et aux installations de stockage de gaz naturel**

#### **3.1.3.1. Les tarifs de raccordement au réseau**

Dans le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de NaTran et Teréga, dit tarif ATRT, une « remise développement » est prévue, qui peut être accordée au client pour chaque nouveau raccordement ou adaptation de poste. Dans ce cas, la participation financière demandée au client correspond au coût du raccordement diminué des recettes d'acheminement futures que le client versera sur une période de dix ans. Ce dispositif permet de garantir un investissement rentable pour le tarif sur une période inférieure ou égale à dix ans. La participation financière du client ne pourra être inférieure à 50 % du coût du raccordement.

Lors des études de faisabilité, les GRT déterminent :

- le coût de l'investissement (I) nécessaire pour construire ou adapter le branchement et le poste de livraison ;
- les recettes d'acheminement (R) générées par le nouveau client sur dix années, actualisées au coût moyen pondéré du capital (CMPC) du tarif des GRT (tarif de sortie du réseau principal, tarif sur le réseau régional et tarif de livraison).

Deux cas peuvent se présenter en fonction de l'atteinte ou non du seuil de 50 % de prise en charge :

- si les recettes d'acheminement calculées sur dix années et actualisées au CMPC sont inférieures à 50 % du coût de l'investissement, le client paie la différence entre le coût de l'investissement et les recettes d'acheminement générées par le client sur dix années (I-R) ;
- si les recettes d'acheminement calculées sur dix années et actualisées au CMPC sont supérieures à 50 % du coût de l'investissement, le plafond de 50 % de prise en charge est atteint et le client paie donc 50 % du coût de l'investissement de raccordement (I\*50 %).

Cette remise sur les coûts de raccordement s'accompagne de contreparties adaptées à chaque type de client (industriel ou distribution publique) et visant à garantir la viabilité financière du dispositif.

#### **3.1.3.2. Les tarifs d'accès aux réseaux de transport**

La tarification des réseaux de transport de gaz, et plus largement l'ensemble des règles d'accès à ce réseau, jouent un rôle majeur dans le bon fonctionnement du marché de gros du gaz.

Le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de NaTran et Teréga actuellement en vigueur, dit tarif ATRT<sup>142</sup>, s'applique depuis le 1<sup>er</sup> avril 2024, pour une durée d'environ quatre ans. Il a été adopté après une large consultation des parties intéressées et à la suite d'études rendues publiques.

Le cadre de régulation du tarif ATRT8 incite les opérateurs à recourir à des solutions innovantes qui contribuent à réduire les coûts totaux pour la collectivité et/ou les risques de surinvestissements, voire de coûts échoués. Il leur donne aussi les moyens de mener à bien leurs projets d'innovation, essentiels

---

<sup>141</sup> Délibération de la CRE n°2017-281 du 21 décembre 2017 portant décision sur les tarifs péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel des entreprises locales de distribution

<sup>142</sup> Délibération de la CRE n°2020-012 du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga.

pour fournir un service efficace et de qualité aux utilisateurs d'infrastructures en pleine modernisation, notamment de faire évoluer leurs outils d'exploitation des réseaux.

Ce tarif donne en outre les moyens aux opérateurs de répondre aux enjeux de la transition énergétique, notamment s'agissant des ressources allouées à l'accueil du biométhane dans les réseaux et à la recherche et au développement. Il leur donne également les moyens de maintenir un niveau de sécurité élevé sur leurs infrastructures, qu'il s'agisse par exemple de cybersécurité ou de la prise en compte du vieillissement des réseaux physiques.

Enfin, le niveau du coût moyen pondéré du capital, fixé à 4,1% réel, avant impôts (soit 5,4% nominal, avant impôts), assure une rémunération raisonnable des capitaux investis, permettant de dégager un niveau de rentabilité cohérent avec le niveau de risque des infrastructures de transport de gaz en France et d'assurer l'attractivité de cette activité pour le financement à long terme des investissements.

### **3.1.3.2.1. La régulation incitative des charges d'exploitation**

La régulation incitative des charges nettes d'exploitation a pour objectif, en laissant aux opérateurs 100 % des écarts entre la trajectoire réalisée et la trajectoire tarifaire, de les inciter à améliorer leur efficacité sur la période tarifaire.

La trajectoire des charges nettes d'exploitation de NaTran et de Teréga est définie sur la période 2024-2027 pour l'ATRT8 et correspond à celle d'opérateurs efficaces. Cette trajectoire prend en compte le niveau d'efficacité révélé lors de la période tarifaire ATRT7 de sorte que les utilisateurs des réseaux bénéficient de ces gains de productivité dans la durée. Cette trajectoire correspond à une enveloppe globale. Les GRT ont en conséquence la liberté de répartir cette enveloppe entre les différentes natures de charges, en fonction de leurs choix.

Les gains de productivité supplémentaires qui pourraient être réalisés par les GRT au-delà de la trajectoire fixée par le tarif ATRT8 (hors postes couverts par le CRCP) seront conservés intégralement par les GRT, comme pour le tarif ATRT7. De façon symétrique, les surcoûts éventuels seront intégralement supportés par les GRT.

Le tarif ATRT8 prévoit une clause de rendez-vous permettant de prendre en compte les charges induites par le règlement européen n°2024/1787 du 13 juin 2024 concernant la réduction des émissions de méthane dans le secteur de l'énergie. Cette clause a été activée par les opérateurs. Les charges supplémentaires seront prises en compte à compter du 1<sup>er</sup> avril 2026.

Par ailleurs, le tarif ATRT8 prévoit une seconde clause de rendez-vous au bout de deux ans qui permettra, sous conditions, d'ajuster à la hausse ou à la baisse, la trajectoire des charges nettes d'exploitation de NaTran et Teréga sur les années 2026 et 2027. Les conséquences éventuelles de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires ou d'une décision juridictionnelle ou quasi-juridictionnelle pourront être examinées si le niveau des charges nettes d'exploitation retenues dans le tarif de NaTran ou de Teréga se trouvait modifié d'au moins 1 %. A date, cette clause n'a pas été activée par les opérateurs.

### **3.1.3.2.2. La régulation incitative de la qualité de service**

Le dispositif de régulation incitative de la qualité de service mis en œuvre dans le tarif ATRT7 vise à améliorer la qualité du service rendu aux utilisateurs. La publication du tarif ATRT8 a été l'occasion de simplifier le dispositif existant (suppression de deux indicateurs d'un indicateur), et de continuer à travailler pour compléter les indicateurs de maintenance existant, avec la possibilité de mettre en place d'une incitation à mi-période.

### **3.1.3.2.3. La régulation incitative des investissements**

Au cours des quinze dernières années, NaTran et Teréga ont significativement développé leurs réseaux par la création de nouvelles capacités d'interconnexion avec les pays voisins, le développement des capacités d'entrée depuis les terminaux méthaniers et le renforcement du réseau national pour supprimer les congestions et réduire le nombre de zones de marché. Ces évolutions ont permis aux consommateurs de bénéficier de sources d'approvisionnement diversifiées et ont renforcé l'intégration de la France au sein du marché européen du gaz. La CRE considère que le réseau de transport français est maintenant suffisamment dimensionné. Dans ce contexte, la CRE a supprimé, dans les tarifs ATRT7 et ATRT8, toute incitation à la création de nouvelles capacités aux interconnexions.

Par ailleurs, la CRE a reconduit le dispositif d'incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements d'un budget supérieur à 20 M€ prévu dans le tarif ATRT7.

- Pour chaque projet concerné, la CRE détermine un budget cible après réalisation d'un audit par un consultant externe. Le mécanisme repose sur les principes suivants : quelles que soient les dépenses d'investissement réalisées par le GRT, l'actif entrera dans la base d'actifs régulés (BAR) à sa valeur réelle lors de sa mise en service (diminuée des subventions éventuelles).
- Si les dépenses d'investissement réalisées par le GRT pour ce projet se situent entre 95 % et 105 % du budget cible, aucune prime ni pénalité ne sera attribuée.
- Si les dépenses d'investissement réalisées sont inférieures à 95 % du budget cible, le GRT bénéficiera d'une prime égale à 20 % de l'écart entre 95 % du budget cible et les dépenses d'investissement réalisées.
- Si les dépenses d'investissement réalisées sont supérieures à 105 % du budget cible, le GRT supportera une pénalité égale à 20 % de l'écart entre les dépenses d'investissement réalisées et 105 % du budget cible.

En outre, le tarif ATRT7 a introduit un mécanisme incitatif fondé sur la sélection sans critère prédéfini, par la CRE, de quelques projets dont le budget est en deçà du seuil de 20 M€, afin de les auditer et d'appliquer une régulation incitative identique à celle applicable aux projets d'investissements dont le budget est supérieur ou égal à 20 M€. Le tarif ATRT8 maintient ce mécanisme.

Enfin, le tarif ATRT7 prévoyait un mécanisme incitant les GRT à maîtriser leurs charges de capital au même titre que leurs charges d'exploitation sur un périmètre d'investissements dits « hors réseaux » comprenant des actifs tels que l'immobilier, les véhicules et les systèmes d'information (SI). Ces postes de charges étant, par nature, susceptibles de donner lieu à des arbitrages entre investissements et charges d'exploitation, le mécanisme retenu incite les GRT à optimiser globalement l'ensemble des charges dans l'intérêt des utilisateurs des réseaux. Il consiste à définir, pour la période tarifaire, la trajectoire d'évolution de ces charges de capital qui seront exclues du périmètre du CRCP. Les gains ou les pertes réalisés sont donc conservés à 100 % par les opérateurs. En fin de période, la valeur effective de ces immobilisations sera prise en compte dans la BAR. Le tarif ATRT8 reconduit ce mécanisme pour NaTran et Teréga (véhicules et immobilier seulement).

S'agissant du SI de Teréga, la CRE a introduit, à titre d'expérimentation, un mécanisme incitatif de TOTEX (trajectoire commune OPEX et CAPEX), dans lequel les actifs entreraient dans la BAR de l'opérateur sur la base d'un montant fixé ex ante dans la trajectoire TOTEX, et non sur la base des dépenses réellement réalisées, et le taux de partage des gains ou pertes de l'opérateur est fixé à 50%. Ainsi, les écarts sur la trajectoire globale sont portés au CRCP à hauteur de 50 %. Le tarif ATRT8 reconduit ce mécanisme pour Teréga.

#### 3.1.3.2.4. La régulation incitative des dépenses de recherche et de développement (R&D)

Pour la période tarifaire ATRT8, la CRE maintient le dispositif d'incitation à la maîtrise des coûts des charges liées à la R&D&I des opérateurs, avec la possibilité pour les GRT de réviser de cette trajectoire à mi-période tarifaire. Les montants alloués à la R&D&I et qui n'auraient pas été engagés seront restitués aux utilisateurs en fin de période tarifaire via le CRCP. En cas de dépassement par les GRT de la trajectoire fixée pour quatre ans, les écarts resteront à leur charge.

En outre, les GRT doivent transmettre des informations annuelles techniques et financières pour l'ensemble des projets en cours et terminés, et publier un rapport biannuel à destination du public afin de rendre compte aux utilisateurs des projets innovants menés par les GRT. Les rapports seront harmonisés entre les opérateurs, notamment grâce à des indicateurs standardisés, et enrichis d'éléments concrets concernant les bénéfices des projets pour les utilisateurs de réseau, ainsi que de retours d'expérience systématiques sur les démonstrateurs financés par le tarif.

Enfin, le guichet *smart grids* a été étendu aux GRT de gaz en cours d'ATR7 : sous réserve de pouvoir justifier d'une analyse coûts bénéfiques favorable, et pour des projets dépassant 1 M€ relevant du déploiement des *smart grids*, Ce dispositif n'a pas été utilisé, et n'a pas été reconduit en ATRT8.

#### 3.1.3.2.5. La mise à jour annuelle

Les tarifs ATRT7 et ATRT8 mettent en œuvre des principes tarifaires permettant une stabilité de la répartition des coûts entre les différentes catégories d'utilisateurs du réseau. En particulier, pour préserver au cours de la période tarifaire l'équilibre entre les coûts du réseau principal portés par les

utilisateurs effectuant du transit d'une part, et par les utilisateurs alimentant la consommation nationale d'autre part, l'évolution annuelle doit être identique pour tous les termes tarifaires du réseau principal.

Toutefois, les charges et recettes de chacun des opérateurs pouvant évoluer pour des raisons spécifiques à chaque réseau, le solde du CRCP en fin d'année de NaTran et de Teréga sera différent.

En conséquence, dans le tarif ATRT, le calcul du CRCP de chaque opérateur aboutit à un coefficient  $k_{\text{NaTran}}$  pour NaTran et  $k_{\text{Teréga}}$  pour Teréga. Les termes du réseau principal évoluent chaque année du même coefficient national, dit «  $k_{\text{national}}$  », correspondant à la moyenne pondérée par les souscriptions de capacités des coefficients  $k_{\text{NaTran}}$  et  $k_{\text{Teréga}}$ . Les termes du réseau régional de NaTran évoluent du coefficient  $k_{\text{NaTran}}$ , et ceux du réseau régional de Teréga évoluent du coefficient  $k_{\text{Teréga}}$ .

Enfin, un reversement entre les deux GRT permet de compenser les écarts de recettes induits par l'application d'un coefficient moyen  $k_{\text{national}}$  sur les termes du réseau principal.

Le tarif ATRT8 évolue annuellement, à compter de 2025, le 1<sup>er</sup> avril de chaque année, selon les principes suivants :

- pour les termes tarifaires du réseau principal en vigueur au 31 mars de l'année N, du pourcentage de variation suivant :

$$Z = \text{IPC} + k_{\text{national}}$$

Où :

- Z est la variation de la grille tarifaire au 1<sup>er</sup> avril de l'année N, exprimée en pourcentage et arrondi à 0,01 % près ;
- IPC est, pour un ajustement de la grille tarifaire au 1<sup>er</sup> avril de l'année N, le taux d'inflation prévisionnel pour l'année N ;
- $k_{\text{national}}$  est l'évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, plafonné à +/-3 %, correspondant à la moyenne pondérée par les recettes de souscriptions de capacités des coefficients  $k_{\text{NaTran}}$  et  $k_{\text{Teréga}}$  non plafonnés.

Par exception, l'évolution des termes relatifs aux PIR s'applique à partir du 1<sup>er</sup> octobre de chaque année.

- pour les termes tarifaires du réseau régional de NaTran en vigueur au 31 mars de l'année N ; du pourcentage de variation suivant :

$$Z_{\text{NaTran}} = \text{IPC} + k_{\text{NaTran}}$$

Où :

- $Z_{\text{NaTran}}$  est la variation de la grille tarifaire au 1<sup>er</sup> avril de l'année N, exprimée en pourcentage et arrondi à 0,01 % près ;
- IPC est, pour un ajustement de la grille tarifaire au 1<sup>er</sup> avril de l'année N, le taux d'inflation prévisionnel pour l'année N ;
- $k_{\text{NaTran}}$  est l'évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, plafonné à +/-3 %, provenant principalement de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et produits (CRCP) de NaTran.

- pour les termes tarifaires du réseau régional de Teréga en vigueur au 31 mars de l'année N, du pourcentage de variation suivant :

$$Z_{\text{Teréga}} = \text{IPC} + k_{\text{Teréga}}$$

Où :

- $Z_{\text{Teréga}}$  est la variation de la grille tarifaire au 1<sup>er</sup> avril de l'année N, exprimée en pourcentage et arrondi à 0,01 % près ;
- IPC est, pour un ajustement de la grille tarifaire au 1<sup>er</sup> avril de l'année N, le taux d'inflation prévisionnel pour l'année N ;
- $k_{\text{Teréga}}$  est l'évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, plafonné à +/-3 %, provenant principalement de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et produits (CRCP) de Teréga.

En outre, la délibération ATRT 8 prévoit que la CRE puisse prendre en compte, lors des évolutions annuelles du tarif ATRT7, des évolutions de la structure tarifaire, liées notamment :

- à la mise en œuvre des codes de réseaux et/ou lignes directrices européens ;
- au fonctionnement de la zone de marché unique France ;
- à des modifications de l'offre des GRT ;
- aux évolutions de la régulation incitative de la qualité de service des opérateurs.

### **Evolution tarifaire au 1<sup>er</sup> avril 2025**

La première mise à jour du tarif ATRT8 a eu lieu au 1<sup>er</sup> avril 2025<sup>143</sup>. La CRE a retenu une baisse des termes tarifaires du réseau principal de NaTran et de Teréga de - 0,67 %, ainsi qu'une baisse des termes tarifaires du réseau régional de NaTran de - 0,55 % et une baisse de ceux du réseau régional de Teréga de - 1,85 %. Ces évolutions tiennent compte de l'hypothèse d'inflation pour 2025 retenue dans le projet de loi de finances 2025, des facteurs d'évolution annuelle des termes tarifaires du réseau principal et des réseaux régionaux décrits ci-dessus, ainsi que de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et produits des gestionnaires de réseau de transport de gaz calculés au 31 décembre 2024.

#### **3.1.3.2.6. Le tarif péréqué d'utilisation du réseau public de distribution de GRDF**

La CRE a publié le 15 février 2024, au terme d'une large consultation des acteurs publics, la délibération fixant le nouveau tarif péréqué d'utilisation du réseau public de distribution de gaz de GRDF, dit tarif ATRD7, qui s'appliquera à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2024, pour une durée d'environ 4 ans.

Ce tarif s'inscrit dans le cadre des orientations de la prochaine Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE), qui engagera concrètement la France vers la neutralité carbone à l'horizon 2050. Afin d'atteindre ces objectifs ambitieux, elle prévoit une diminution progressive de la consommation de gaz et une hausse de la production de biométhane. Il est nécessaire de préparer les réseaux de distribution de gaz à ces enjeux tout en maîtrisant les coûts dans la durée.

Ce tarif permet de maintenir un niveau de sécurité élevé pour les réseaux et de contribuer activement à la transition énergétique notamment en permettant l'intégration du biogaz dans les réseaux.

La CRE a fait évoluer la structure du tarif pour mieux refléter les coûts générés par les utilisateurs, en introduisant un nouveau terme tarifaire en fonction du débit, qui concernera les plus gros compteurs. Ce terme entrera en vigueur au 1<sup>er</sup> juillet 2026, pour laisser le délai nécessaire à l'accompagnement des utilisateurs et aux développements nécessaires chez les acteurs de marché. Au 1<sup>er</sup> juillet 2024, le tarif ATRD7 de GRDF entrera en vigueur, conformément à la délibération de la CRE du 15 février 2024<sup>144</sup>. La grille tarifaire évoluera alors de + 27,52 %.

#### **3.1.3.2.7. La régulation incitative des dépenses de recherche et développement (R&D)**

Pour la période tarifaire ATRD7, la CRE a maintenu le dispositif d'incitation à la maîtrise des coûts des charges liées à la R&D&I des opérateurs, avec la possibilité pour GRDF de réviser cette trajectoire à mi-période tarifaire. Les montants alloués à la R&D&I et qui n'auraient pas été engagés seront restitués aux utilisateurs en fin de période tarifaire via le CRCP. En cas de dépassement par les GRD de la trajectoire fixée pour quatre ans, les écarts restent à leur charge.

En outre, les GRD doivent transmettre à la CRE des informations annuelles techniques et financières pour l'ensemble des projets en cours et terminés, et publier un rapport biennal à destination du public afin de rendre compte aux utilisateurs des projets innovants qu'ils mènent. Les rapports seront harmonisés entre les opérateurs, notamment grâce à des indicateurs standardisés, et enrichis d'éléments concrets concernant les bénéfices des projets pour les utilisateurs de réseau, ainsi que de retours d'expérience systématiques sur les démonstrateurs financés par le tarif. Comme prévu dans le dispositif, les opérateurs ont consulté les acteurs de marché en juin 2021 sur les grands thèmes de recherche qu'ils prévoient de développer.

Enfin, le guichet *smart grids* permet à GRDF et aux ELD de gaz, à mi-période tarifaire pour GRDF et une fois par an pour les ELD, de disposer de fonds supplémentaires. Les GRD peuvent y prétendre

<sup>143</sup> [Délibération de la CRE du 29 janvier 2025 portant décision sur l'évolution annuelle du tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga au 1er avril 2025 \(ATRT8\)](#)

<sup>144</sup> [Délibération de la CRE n°2024-40 du 15 février portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF](#)

sous réserve de pouvoir justifier d'une analyse coûts bénéfiques favorable, et pour des projets dont les charges d'exploitation annuel dépassent 1 M€ pour GRDF, 150 K€ pour les ELD, et relevant du déploiement des *smart grids*.

### 3.1.3.2.8. La régulation incitative des investissements

La régulation incitative des investissements se décompose en deux mécanismes :

- une régulation incitative des coûts unitaires d'investissement dans les réseaux qui concerne uniquement GRDF : un bonus ou une pénalité est appliqué à GRDF chaque année via le CRCP, équivalent à 20 % de l'écart entre un coût total théorique correspondant au volume réalisé des ouvrages et le coût réel total constaté. Ce mécanisme a généré un malus de 9 M€ pour l'année 2024 ;
- une incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements « hors réseaux » qui concerne GRDF et qui n'a pas été reconduit pour les ELD pour la période tarifaire ATRD6 : la trajectoire d'évolution des charges de capital pour les investissements concernant l'immobilier, les véhicules et certains systèmes d'information est incitée à 100 %. Le montant retenu pour GRDF pour l'année 2024 est de 164,9 M€.

### 3.1.3.3. Les tarifs d'accès aux terminaux méthaniers

Les trois terminaux régulés de Fos Cavaou, Fos Tonkin, Montoir de Bretagne, ainsi que le terminal de Dunkerque mis en service en janvier 2017 et le FSRU du Havre mis en service en octobre 2023, cumulent les capacités de regazéification françaises à 35 milliards de m<sup>3</sup>/an (~370 TWh).

Le tarif actuel d'utilisation des terminaux méthaniers régulés de Montoir-de-Bretagne (Montoir), Fos Tonkin et de Fos Cavaou, gérés par la société Elengy, dit « tarif ATTM7 », est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2025 pour une durée de quatre ans. Le terminal de Dunkerque, opéré par la société Dunkerque LNG, fait l'objet d'une exemption.

Le cadre de régulation mis en place par la CRE vise à inciter les opérateurs à améliorer leur efficacité tout en minimisant leurs risques liés notamment aux évolutions législatives et réglementaires qui pourraient avoir un impact sur leur activité. Il vise également à donner aux acteurs de marché une visibilité suffisante pour construire des stratégies d'approvisionnement de moyen et long terme. Le cadre de régulation du tarif ATTM7 reconduit les principes suivants du tarif ATTM6 :

- un tarif individuel pour chaque terminal, afin de prendre en compte les coûts et les spécificités propres à chacune de ces infrastructures ;
- un tarif pluriannuel conçu pour s'appliquer pour une durée d'environ quatre ans, prévoyant une évolution à mi période, de la grille tarifaire de chaque opérateur selon des principes prédéfinis ;
- l'obligation de paiement des capacités souscrites (« ship or pay ») à 100 % ;
- un compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) permettant de corriger, pour certains postes préalablement identifiés, tout ou partie des écarts entre, d'une part, les charges et les produits réels et, d'autre part, les charges et les produits prévisionnels pris en compte pour établir les tarifs des opérateurs.

Par ailleurs, ce tarif apporte des réponses aux enjeux prioritaires suivants :

- le bon fonctionnement du marché du gaz : l'offre et les tarifs de ces infrastructures sont simples et prévisibles ;
- la maîtrise des charges, qui concourt à l'attractivité des terminaux méthaniers ;
- la concurrence directe entre les terminaux méthaniers européens, renforcée par l'essor des nouveaux usages : le tarif met en œuvre des évolutions des services visant à améliorer leur flexibilité pour les utilisateurs des terminaux, et à les adapter aux nouveaux usages liés au *small-scale* (GNL de détail) ;
- le maintien d'un niveau de sécurité élevé dans les terminaux méthaniers : les tarifs donnent les moyens à Elengy de mettre en œuvre sa politique d'investissements et de maintenance. Le tarif ATTM7 prend en particulier en compte les importants travaux de rénovation du terminal de

Montoir, âgé de plus de 40 ans, qui doivent être entrepris durant la période tarifaire pour assurer le bon fonctionnement du site et le respect de nouvelles exigences réglementaires.

Le tarif ATTM7 est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2025 avec des évolutions de, respectivement, +33,6 %, +35,4 % et -11,7 % des termes tarifaires des terminaux méthaniers de Montoir de Bretagne, de Fos Tonkin et de Fos Cavaou par rapport aux termes appliqués en 2024. Ce tarif prévoit également des incitations pour Elengy à la maîtrise de ses dépenses d'investissements et de ses charges d'exploitation, au respect de l'environnement (émissions de gaz à effet de serre et fuites de méthane) ainsi qu'à sa qualité de service concernant le respect des programmes de maintenance.

L'intégralité des capacités de long terme ont été souscrites :

- jusqu'en 2035 à Montoir
- jusqu'en 2040 à Fos Cavaou
- jusqu'en 2028 à Fos Tonkin
- jusqu'en 2030 à Dunkerque (le terminal est ensuite réservé à plus de 75 % jusqu'en 2036)

### 3.1.3.4. L'accès des tiers aux installations de stockage

- **La réforme du régime d'accès des tiers**

La loi n°2017-1839 du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement a modifié le régime d'accès des tiers aux stockages, qui est régulé depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2018.

La mise en place de l'accès régulé des tiers aux stockages souterrains de gaz naturel a pour objectif de garantir le remplissage des stockages nécessaire à la sécurité d'approvisionnement, tout en apportant de la transparence quant aux coûts du stockage et en supprimant la complexité liée au système précédent d'obligations individuelles de stockage. Par ailleurs, l'introduction d'une régulation des revenus des opérateurs vise à assurer que le consommateur final paie le juste prix pour le stockage nécessaire à la sécurité d'approvisionnement.

L'article L. 421-3-1 du code de l'énergie prévoit que « *les infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel qui garantissent la sécurité d'approvisionnement du territoire à moyen et long terme et le respect des accords bilatéraux relatifs à la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel [...] sont prévues par la programmation pluriannuelle de l'énergie mentionnée à l'article L. 141-1. Ces infrastructures sont maintenues en exploitation par les opérateurs* ». En contrepartie et dans les limites de cette obligation de maintien en exploitation des sites de stockage prévus par la PPE (cf 3.3.2.2), les opérateurs de stockage ont la garantie de voir leurs charges couvertes, dans la mesure où ces charges sont celles d'un opérateur efficace.

L'article L. 452-1 du code de l'énergie prévoit que la différence entre le revenu autorisé des opérateurs de stockage et les recettes directement perçues par les opérateurs de stockage, notamment grâce à la commercialisation de leurs capacités aux enchères, est compensée *via* le tarif ATRT, par un terme spécifique appelé « terme tarifaire stockage ».

La mise en œuvre de la réforme du stockage de gaz a permis la commercialisation et le remplissage des stockages aux niveaux nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement. Elle a, en outre, renforcé la transparence sur les modalités de commercialisation, ainsi que sur les coûts des opérateurs. Enfin, le coût unitaire du stockage a baissé par rapport à la période précédant la réforme.

À l'issue d'une enquête approfondie ouverte en février 2020, la Commission européenne a conclu que le mécanisme de régulation du stockage de gaz naturel en France était conforme aux règles de l'UE en matière d'aides d'Etat. En particulier, elle a indiqué que la mesure est nécessaire et proportionnée pour assurer la sécurité de l'approvisionnement énergétique des citoyens et des entreprises et les effets négatifs que la mesure pourrait produire en termes de distorsions de concurrence sont suffisamment limités pour que l'équilibre général de la mesure soit positif.

- **Le tarif ATS3**

Le tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane, dit tarif ATS3, a été adopté début 2024 après une large consultation des parties intéressées et à la suite d'études rendues publiques.

Le tarif AT3 met en œuvre les principes de régulation incitative appliqués aux autres infrastructures régulées, avec notamment une période tarifaire d'environ quatre ans et des incitations à la maîtrise des coûts et à la qualité du service rendu aux utilisateurs du stockage.

- **La commercialisation aux enchères des capacités de stockages**

La CRE fixe les modalités de commercialisation des capacités de stockage. L'objectif premier poursuivi par la CRE dans le contexte de la réforme du stockage a été de maximiser les souscriptions de capacités, afin d'améliorer le remplissage des stockages et ainsi d'améliorer la sécurité d'approvisionnement. A cet effet, la CRE a fixé un prix de réserve nul pour l'ensemble des capacités commercialisées. Dans un second temps, l'objectif de maximisation du revenu issu des enchères est recherché.

La CRE a fixé des modalités de participations transparentes et simples, sur le principe d'enchères à *fixing*, c'est-à-dire que tous les acteurs transmettent simultanément leurs courbes de demande/prix aux opérateurs, sans tours d'enchères successifs. L'attribution est faite avec un prix d'adjudication identique pour tous les acheteurs (*pay as cleared*), au prix qui maximise la quantité vendue.

Depuis l'entrée en vigueur de la régulation, la quasi-totalité des capacités proposées ont été allouées grâce au mécanisme d'enchère permettant de commercialiser les stockages à leur valeur de marché. En parallèle, le mécanisme de compensation entre stockage et transport a permis de couvrir efficacement les coûts des opérateurs qui n'étaient pas reflétés par la valeur de marché. Alors que les crises graves (Covid, guerre en Ukraine) se sont succédées et que les conditions de marché ont été volatiles depuis l'entrée en vigueur de la régulation des installations de stockage, ce bon fonctionnement a permis de garantir la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel de la France pour un coût maîtrisé.

Les enchères ont permis de générer en moyenne ~300 M€/an de recettes ce qui représente 45 % du revenu autorisé des opérateurs. La CRE considère que les modalités de la compensation stockage sont adaptées et qu'elles ont prouvé leur résilience face aux différents chocs subis par le système gazier européen depuis 2018. Elles pourront néanmoins évoluer à la marge en 2025 pour mieux prendre en compte les conditions de marché.

- **La compensation stockage**

La CRE fixe, à l'issue de la campagne d'enchères et avant le 1<sup>er</sup> avril de chaque année, le montant de la compensation, pour chacun des trois opérateurs de stockage, correspondant à la différence entre le revenu autorisé des opérateurs pour l'année considérée et les prévisions de recettes liées à la commercialisation des capacités de stockage directement perçues par les opérateurs.

Le montant de cette compensation est recouvré auprès des expéditeurs présents sur les réseaux de transport de NaTran et de Teréga, en leur appliquant un terme tarifaire stockage fonction de la modulation hivernale de leurs clients raccordés aux réseaux de transport et de distribution publics de gaz. Dans le cas où les recettes d'enchères sont supérieures au revenu autorisé des opérateurs de stockage, le terme tarifaire stockage est négatif et se traduit par un reversement aux expéditeurs.

Les délibérations du 23 janvier 2020<sup>145</sup> et du 30 janvier 2024<sup>146</sup> relatives au tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel (délibérations dites ATRT7 et ATRT8) prévoient que la modulation de chaque expéditeur correspond à la somme des modulations de chacun de ses clients soumis au paiement de la compensation stockage.

Le terme tarifaire stockage est calculé comme le rapport entre le montant prévisionnel de la compensation à la maille France et la valeur prévisionnelle de l'assiette de perception de cette compensation. La valeur de l'assiette de compensation correspond à la somme, à la maille France, des modulations des expéditeurs.

A l'issue des enchères des capacités de stockage 2024-2025, la CRE a fixé le terme tarifaire stockage à 331,44 €/MWh/j/an à partir du 1<sup>er</sup> avril 2025 dans sa délibération du 12 mars 2025<sup>147</sup>.

---

<sup>145</sup> [Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga](#)

<sup>146</sup> [Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 30 janvier 2024 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga \(ATRT8\)](#)

<sup>147</sup> [Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 12 mars 2025 fixant le niveau du terme tarifaire stockage dans le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de NaTran et Teréga à partir du 1er avril 2025](#)

### 3.1.4. Les aspects transfrontaliers

#### 3.1.4.1. Les règles d'allocation de la capacité de transport

Pour permettre l'harmonisation requise par les lignes directrices et codes de réseaux européens, la CRE et les transporteurs français ont engagé dès 2012 des discussions sur l'adaptation du cadre de régulation français.

Pour chaque point d'interconnexion transfrontalier, une coopération forte s'est mise en place avec les GRT et régulateurs adjacents pour permettre une mise en œuvre progressive et cohérente des nouvelles règles qui viennent compléter les dispositions du règlement (CE) 715/2009 en ce qui concerne l'accès aux infrastructures transfrontalières.

Ces efforts ont permis d'introduire les mécanismes prévus par l'annexe 1 au règlement (CE) 715/2009 sur les procédures de gestion de la congestion à la date de mise en œuvre obligatoire, c'est-à-dire au 1<sup>er</sup> octobre 2013. De même, les dispositions du code de réseau sur les mécanismes d'allocation de capacités (CAM) établi par le règlement (UE) 984/2013 de la Commission ont été mises en œuvre progressivement à partir d'avril 2013, et sont totalement appliquées depuis le 1<sup>er</sup> novembre 2015.

Les GRT français se conforment à la nouvelle version du code CAM, publiée le 16 mars 2017 (règlement (UE) n°459/2017).

En plus des mesures déjà appliquées depuis l'entrée en vigueur de la première version du code, NaTran et Teréga ont notamment élaboré un service dit « de conversion » pour permettre de grouper des capacités souscrites séparément de part et d'autre d'une interconnexion.

Les GRT français appliquent également les nouvelles dispositions relatives aux capacités supplémentaires et ont conduit au second trimestre 2017 une évaluation de la demande du marché pour déterminer si de nouvelles capacités devraient être développées aux interconnexions.

Souhaitant appliquer des règles cohérentes aux différents points d'interconnexion français, la CRE a aussi pris la décision d'appliquer certaines règles du code CAM à l'interconnexion de Dunkerque bien que son application ne soit pas obligatoire aux points d'interconnexion avec les pays n'appartenant pas à l'Union européenne. Le mode de commercialisation proposé par NaTran a été approuvé par la CRE dans ses délibérations du 27 juillet 2017 et du 8 mars 2018. Pour faire suite aux demandes de plusieurs expéditeurs, la CRE a de nouveau fait évoluer les règles de commercialisation des capacités au PIR Dunkerque dans sa délibération du 23 avril 2020, achevant ainsi le processus d'harmonisation des pratiques avec les autres PIR français et européens. Ainsi, à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2020, les capacités du PIR Dunkerque sont commercialisées sur la plateforme européenne PRISMA, selon le calendrier et le système de vente par enchères propres au code CAM.

La CRE a également approuvé les règles de commercialisation des capacités d'entrée au point d'interconnexion d'Oltingue en juillet 2017, ainsi que la mise en place du mécanisme de surréservation et de rachat pour le point d'interconnexion virtuel Pirineos en septembre 2017.

Par ailleurs, les deux interconnexions reliant la France et la Belgique (Alveringem et Taisnières H/Blarégny) ont été regroupées en un point d'interconnexion virtuel par NaTran et Fluxys (appelé Virtualys) en décembre 2017.

En application des dispositions de l'article 14 du règlement (UE) 2022/2576 du 19 décembre 2022, visant à une meilleure utilisation des capacités de transport aux points d'interconnexion, la CRE a délibéré le 30 mars 2023<sup>148</sup>. Un mécanisme dit de « *use-it-and-buy-it* » conforme au paragraphe 7 de l'article 14, est appliqué à chaque point d'interconnexion français.

La CRE est par ailleurs favorable et impliquée dans les travaux menés par l'ACER qui ont conduit l'agence à proposer<sup>149</sup> une révision du code de réseau CAM, afin de mettre à jour les règles d'allocation des capacités transfrontalières avec les besoins des acteurs de marché, vers davantage d'opportunités de souscription et plus de flexibilité.

---

<sup>148</sup> [Délibération de la CRE du 30 mars 2023 portant décision relative à la mise en œuvre des dispositions de l'article 14 du règlement \(UE\) 2022/2576 du Conseil du 19 décembre 2022](#)

<sup>149</sup> [Recommandation de l'ACER sur révision des règles du marché européen relatives à l'attribution des capacités gazières](#)

### 3.1.4.1.1. Le renforcement des capacités transfrontalières

Avant toute augmentation de capacité aux frontières, la CRE a eu recours aux procédures d'appels au marché (« open seasons »). Le projet d'amendement au code de réseau sur les allocations de capacité (CAM) portant sur la capacité incrémentale reprend ce principe d'un test économique pour valider un investissement au regard du niveau de demande.

S'agissant des projets d'infrastructures pouvant contribuer à la sécurité d'approvisionnement en Europe, et pour lesquels la demande de marché est trop faible pour justifier l'investissement, la CRE estime qu'une analyse coûts-bénéfices doit être systématiquement menée pour éclairer la décision. En outre, si des projets d'infrastructures transfrontalières devaient être développés pour des raisons de sécurité d'approvisionnement à l'échelle de l'Europe, la CRE considère qu'un partage des coûts entre pays bénéficiaires du projet devrait être effectué.

Les nombreux investissements réalisés en France et au niveau des interconnexions permettent aujourd'hui au système gazier français de disposer d'une grande capacité de résilience aux différentes crises d'approvisionnement envisageables.

Le 1<sup>er</sup> juin 2018, ont été mises en service les 100 GWh/j de capacités physiques en entrée depuis la Suisse, dont la création avait été validée par la CRE en décembre 2014 afin d'ouvrir un accès aux sources d'approvisionnement en gaz passant par l'Italie et la Suisse (et provenant par exemple de Libye, d'Algérie ou d'Azerbaïdjan, *via* le gazoduc Trans Anatolian Pipeline), pour un coût d'investissement estimé à 17 M€.

Teréga et Enagás, le GRT espagnol, ont soumis le 23 juillet 2018 une demande d'investissement et de partage des coûts du projet STEP aux autorités de régulation française et espagnole (CNMC), en application du règlement (UE) n°347/2013. Ce projet d'interconnexion gazière entre la France et l'Espagne vise à la création de capacités d'échange additionnelles entre ces deux pays à hauteur de 180 GWh/j de la France vers l'Espagne et 230 GWh/j de l'Espagne vers la France. Les coûts du projet s'élèvent, selon les deux gestionnaires de réseaux, à 442 M€, dont 290 M€ sur le réseau de Teréga. Les capacités créées seraient interruptibles.

Le 17 janvier 2019, la CRE et la CNMC ont conjointement rejeté la demande d'investissement présentée par Teréga et Enagás, considérant que le projet STEP ne répond pas aux besoins du marché et ne présente pas une maturité suffisante pour pouvoir faire l'objet d'une décision favorable des régulateurs et, *a fortiori*, pour faire l'objet d'une décision de répartition transfrontalière des coûts. Le 20 juin 2019, l'ACER a confirmé le manque de maturité du projet STEP après une saisine du régulateur portugais ERSE. Le projet STEP ne figure par ailleurs pas sur la 4<sup>ème</sup> liste des projets PIC publiée le 31 octobre 2019 par la Commission européenne.

Le code CAM prévoit (article 26) l'évaluation par les GRT nationaux, en collaboration avec les GRT transfrontaliers, de la demande du marché concernant les capacités supplémentaires, et ce tous les 2 ans à partir de 2017. En 2019 et 2021, NaTran et Teréga ont mené des évaluations aux frontières avec la Belgique et avec l'Espagne respectivement et aucune demande de capacité additionnelle n'a été exprimée. Le processus d'évaluation de la demande du marché pour des capacités additionnelles a été à nouveau conduit par Teréga et NaTran en 2023. Deux demandes ont été exprimées lors de la phase non-engageante, uniquement à la frontière belge, mais ces demandes n'ont pas été considérées pertinentes par NaTran et Fluxys, qui indiquent dans leur rapport<sup>150</sup> que les capacités disponibles permettent de couvrir les besoins exprimés.

Face à la diminution des livraisons de gaz russe à l'Europe et afin de renforcer la sécurité d'approvisionnement de la France et de l'Allemagne, un accord de solidarité réciproque entre les deux pays portant sur le gaz et l'électricité a été annoncé le 5 septembre 2022. Concernant le volet gazier, la France s'est engagée à aménager le point d'interconnexion d'Obergailbach afin de pouvoir exporter du gaz vers l'Allemagne. Alors que l'interconnexion était exclusivement conçue pour importer du gaz, notamment depuis la Russie, NaTran et ses homologues allemands ont dû réaliser des adaptations techniques afin de pouvoir inverser le sens des flux. NaTran met ainsi en vente, depuis le 12 octobre 2022, une capacité quotidienne ferme de sortie au point d'interconnexion réseau (PIR) Obergailbach d'un niveau maximal de 100 GWh/j à, commercialisée sous forme d'un produit groupé ferme quotidien, et dont le niveau offert est évalué tous les jours en fonction des conditions du réseau.

---

<sup>150</sup> [Rapport GRTgaz et Fluxys](#)

Cette inversion du sens de fonctionnement de l'interconnexion a permis d'exporter 3,7 TWh de gaz vers l'Allemagne au dernier trimestre de 2022 et 9 TWh en 2023.

### **3.1.4.1.2. L'analyse de la cohérence du plan d'investissement du GRT français avec le plan européen de développement du réseau**

Conformément à l'article L. 431-6 du code de l'énergie, la CRE est tenue de vérifier la cohérence des plans décennaux des GRT avec le plan à dix ans de l'ENTSOG. En 2021, la CRE a mené une consultation publique sur les plans décennaux de développement des deux GRT sur une période allant du 28 octobre au 30 novembre.

Malgré un décalage structurel entre les données retenues pour le PDD et le TYNDP (en raison de la durée d'élaboration de ce dernier), dans sa délibération du 27 janvier 2022<sup>151</sup> la CRE a considéré que les scénarios présentés dans les plans de développement décennaux 2020-2029 des opérateurs étaient cohérents avec les scénarios du TYNDP. En effet, même si chaque scénario du PDD ne correspond pas à un scénario particulier du TYNDP, ils restent dans l'ensemble cohérents en ce qui concerne le niveau de consommation de gaz en 2030. Les scénarios du PDD sont en revanche moins contrastés que du TYNDP.

### **3.1.5. La surveillance et le contrôle du respect des obligations des acteurs**

#### **3.1.5.1. La mise en œuvre des codes de réseau – l'évolution des règles d'équilibrage**

Il n'y a pas eu d'évolution des règles d'équilibrage en 2024.

La CRE a fait évoluer pour la dernière fois les règles d'équilibrage dans la délibération du 12 décembre 2019, qui a renforcé la sécurisation financière du système d'équilibrage. Ainsi, des actions sont mises en place par les GRT en fonction de l'atteinte des seuils suivants :

- le premier seuil d'alerte, défini et paramétré à la discrétion du GRT, dans une procédure interne consultable par la CRE, déclenche un rappel à l'expéditeur des mesures ultérieures, par téléphone ou par mail ;
- le deuxième seuil, fixé à 50 %, entraîne une notification formelle de l'expéditeur du dépassement du seuil ;
- le troisième seuil, fixé à 90 % d'entame de la garantie théorique, permet aux GRT de demander à l'expéditeur de payer une facture d'acompte sur le déséquilibre constaté, de manière anticipée, sous 2 jours ouvrables ;
- dès que le seuil 100 % d'entame de la garantie théorique est dépassé, le GRT a la possibilité de suspendre totalement ou partiellement le contrat d'acheminement, sans mise en demeure préalable et avec effet immédiat.

La précédente évolution des règles d'équilibrage datait du 15 septembre 2016, décision de la CRE ayant introduit des évolutions marginales au système d'équilibrage français en gaz, notamment afin de permettre aux GRT d'améliorer leurs interventions sur le marché.

#### **3.1.5.2. La mise en œuvre du code de réseau sur l'harmonisation des structures tarifaires des réseaux de transport de gaz**

Le code de réseau sur l'harmonisation des structures tarifaires des réseaux de transport de gaz (dit code « TAR ») prévoit que les autorités de régulation soumettent à consultation publique leur projet de structure tarifaire. L'ACER en vérifie la conformité au code TAR et publie un rapport d'analyse préconisant, le cas échéant, des ajustements avant la mise en œuvre concrète de la structure tarifaire.

En France, la CRE a mené, au cours de l'année 2019, quatre consultations publiques dans le cadre de ses travaux préparatoires au tarif ATRT7 (accès des tiers au réseau de transport de gaz naturel), entré en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2020. Elle a en particulier conduit, du 23 juillet au 4 octobre 2019<sup>152</sup>, une consultation portant sur l'ensemble des sujets (niveau comme structure du tarif) relatifs au tarif ATRT7

---

<sup>151</sup> [Délibération de la CRE du 27 janvier 2022 portant décision relative à la tarification des prestations annexes réalisées à titre exclusif par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité](#)

<sup>152</sup> [Consultation publique de la CRE n°2019-013 du 23 juillet 2019 relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga](#)

qui a connu une large participation (91 réponses reçues). Celle-ci a, conformément aux dispositions du code TAR (article 27), été transmise à l'ACER, qui a rendu son avis le 4 décembre 2019<sup>153</sup>.

Dans son rapport d'analyse, l'Agence conclut notamment que la consultation publique de la CRE est complète au sens du code mais que certaines des informations publiées auraient mérité davantage de détails (concernant les scénarios de flux retenus notamment) et que la méthode de calcul du prix de référence est conforme avec les principes de transparence et de non-discrimination établis par le code.

Comme le recommandait l'ACER dans son avis, la CRE a complété les informations qu'elle a publiées sur certains sujets (entre autres sur les scénarios de flux retenus, le modèle tarifaire simplifié, la justification de la différenciation tarifaire de 10 % appliquée aux points d'interconnexion entre les réseaux de transport et les terminaux méthaniers – PITTM) dans sa délibération tarifaire finale datée du 23 janvier 2020<sup>154</sup>.

La méthodologie retenue par la CRE détermine les tarifs aux points d'entrée et de sortie du réseau principal en s'appuyant sur la capacité et la distance comme inducteurs de coûts, sur la base de scénarios de flux économiquement pertinents.

### 3.2. La concurrence et le fonctionnement du marché du gaz

#### 3.2.1. Le marché de gros

##### 3.2.1.1. Bilan des flux de gaz naturel en France

En 2024, la consommation totale de gaz en France a diminué pour la troisième année consécutive. Elle a atteint 361 TWh, soit une baisse de plus de 5 % par rapport à 2023. Cette réduction est très majoritairement due à celle de la consommation de gaz pour la production électrique. Cette dernière a en effet diminué de 56 %, passant de 36 TWh à 16 TWh entre 2023 et 2024, du fait d'une production hydraulique et nucléaire abondante et moins coûteuse.

La consommation des clients industriels raccordés au réseau de transport est restée stable (+0,8 %) par rapport à l'année précédente, en rupture avec la tendance fortement baissière qu'elle affichait depuis 2021. La consommation des clients raccordés au réseau de distribution a légèrement diminué (-0,6 %) malgré des conditions météorologiques moins favorables. Leur consommation corrigée du climat a ainsi baissé de 1,4 %, reflétant la persistance des efforts de sobriété.

Les stockages français sont sortis de l'hiver 2023-2024 à un niveau de remplissage élevé par rapport aux années précédentes, en lien avec les températures élevées de la saison : ils restaient pleins à 39 % au 1<sup>er</sup> avril 2024 contre 28 % un an plus tôt. La campagne d'injection au cours de l'été 2024 a alors été plus limitée qu'en 2023 puis les soutirages ont été soutenus dès le début de l'hiver 2024/2025, notamment en raison d'une demande élevée pour la production d'électricité. Le 1<sup>er</sup> avril 2025, les stockages français atteignaient ainsi 27 % de leur capacité maximale. Malgré sa baisse par rapport à l'année dernière, ce chiffre reste élevé au regard des données historiques. Sur l'année 2024, les soutirages ont finalement excédé les injections de 33 TWh, représentant 26 % de l'approvisionnement total en France, contre 1 TWh en 2023.

Les flux aux frontières ont pour la plupart diminué : les importations, par gazoduc et sous forme de GNL, tout comme les exportations se sont réduites du fait de la baisse structurelle de la consommation et de la sollicitation importante des stockages. En revanche, les importations de gaz norvégien au point d'interconnexion du réseau (PIR) de Dunkerque ont notablement augmenté, passant de 149 TWh à 172 TWh (+15 %). Finalement, les sept principaux pays producteurs depuis lesquels la France s'est approvisionnée en gaz naturel en 2024 sont la Norvège (40 %), les Etats-Unis (21 %), la Russie (18 %), l'Algérie (11 %), les Pays-Bas (3 %), le Nigeria (2 %) et le Qatar (1 %)<sup>155</sup>.

Malgré la baisse des flux, le changement de structure dans l'approvisionnement français observé depuis 2022 s'est prolongé en 2024 : la part du GNL dans les importations françaises s'est notamment maintenue à un niveau élevé. Elle s'établissait à 49 % en 2024 (51 % pour les importations par gazoduc) après avoir atteint un pic à 52 % en 2023 (48 % par gazoduc). La France a confirmé son rôle de hub

---

<sup>153</sup> [Rapport de l'ACER "Analysis of the Consultation Document on the Gas Transmission Tariff Structure for France"](#)

<sup>154</sup> [Délibération de la CRE du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga](#)

<sup>155</sup> [Bilan énergétique de la France en 2024](#)

pour les arrivées de GNL en Europe. En 2024, elle a été le premier point d'entrée du GNL du continent pour la troisième année consécutive, les 5 terminaux méthaniers du territoire ayant couvert 24 % des importations européennes sur la période.

Le Tableau 3 présente les importations et les exportations mesurées au cours de l'année 2024.

Flux de gaz (quantités en TWh)	Ensemble des fournisseurs	Fournisseurs alternatifs	Part des fournisseurs alternatifs
<b>Importations</b>	<b>425</b>	<b>356</b>	<b>84%</b>
dont importation terrestres	215	173	80%
dont gaz naturel liquéfié	210	183	87%
<b>Exportations</b>	<b>108</b>	<b>91</b>	<b>84%</b>

Source : NaTran, Teréga – Analyse : CRE

**Tableau 3 : Importations et exportations de gaz en France en 2024 (flux commerciaux)<sup>156</sup>**

En ce qui concerne la part des fournisseurs alternatifs<sup>157</sup> dans les importations et exportations totales sur la zone de marché française, celle-ci a de nouveau augmenté en 2024 par rapport à 2023, de 5 points de pourcentage (pp) pour les importations et de 2 pp pour les exportations.

En 2024, les trois principaux importateurs ont par ailleurs représenté 50 % des volumes importés en France (GNL et importations par gazoduc confondus). Ce chiffre, qui s'élevait à 77 % en 2021, confirme ainsi sa tendance baissière. Malgré la baisse des livraisons de GNL en volume, le nombre d'expéditeurs actifs aux terminaux méthaniers français a également augmenté, passant de 14 en 2023 à 17 en 2024. En revanche, le nombre d'expéditeurs actifs sur les PIR a diminué en 2024 et s'établit à 54 contre 62 en 2023 et 65 en 2022.

La majeure partie du négoce sur le marché de gros du gaz en France se matérialise par des échanges au point virtuel d'échanges de gaz (ou PEG)<sup>158</sup>. Des échanges de gaz peuvent également avoir lieu aux points frontières du réseau français.

### 3.2.1.2. Evolution des prix *day-ahead*

En 2024, les prix moyens au PEG ont confirmé leur baisse, amorcée à la suite de la crise énergétique, sur l'ensemble des produits. Ils atteignaient 34 €/MWh pour le *day-ahead* (38,9 €/MWh en 2023), 34,1 €/MWh pour le contrat M+1 (39,9 €/MWh en 2023) et 36,2 €/MWh pour le produit calendaire Y+1 (50,6 €/MWh en 2023) en moyenne annuelle. Dans la continuité de la fin de l'année 2023, en janvier et février, les prix ont fortement décliné pour atteindre un de leur plus bas niveau depuis la crise énergétique. Le 23 février 2024, ils s'établissaient à environ 22 €/MWh pour le *day-ahead* ainsi que le contrat M+1 et 26,6 €/MWh pour le produit Y+1.

Ils ont ensuite suivi une tendance haussière le reste de l'année, atteignant 48,6 €/MWh pour le *day-ahead*, 47,4 €/MWh pour le M+1 et 46,2 €/MWh pour le Y+1 au dernier jour de l'année. Cette tendance, qui s'est poursuivie jusqu'en février 2025, s'explique par l'anticipation de la fin du transit du gaz russe par l'Ukraine (effective depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2025) et la concurrence mondiale sur le marché du GNL. La hausse des prix en Asie, en raison de la forte demande dans la région, s'est notamment répercutée en Europe à travers la baisse des livraisons de GNL puis une influence à la hausse des prix.

<sup>156</sup> Ces chiffres excluent le GNL déchargé au terminal méthanier de Dunkerque et directement injecté sur le réseau belge, dans la mesure où il ne transite pas par le réseau français.

<sup>157</sup> Les fournisseurs alternatifs sont les fournisseurs autres que les fournisseurs historiques (ENGIE et les ELD).

<sup>158</sup> Les points d'échange gazier (PEG) ont été mis en place au début de l'année 2004. Il s'agit de points virtuels où un expéditeur peut céder du gaz à un autre, chacun étant rattaché à une zone d'équilibrage des réseaux de NaTran et Teréga. Le 1<sup>er</sup> novembre 2018, à l'issue de 15 ans de travaux, les différentes zones françaises ont fusionné pour former une zone de marché unique appelée *Trading Region France* (TRF) et présentant donc un seul point d'échange ainsi qu'un prix unique à l'échelle de la zone.

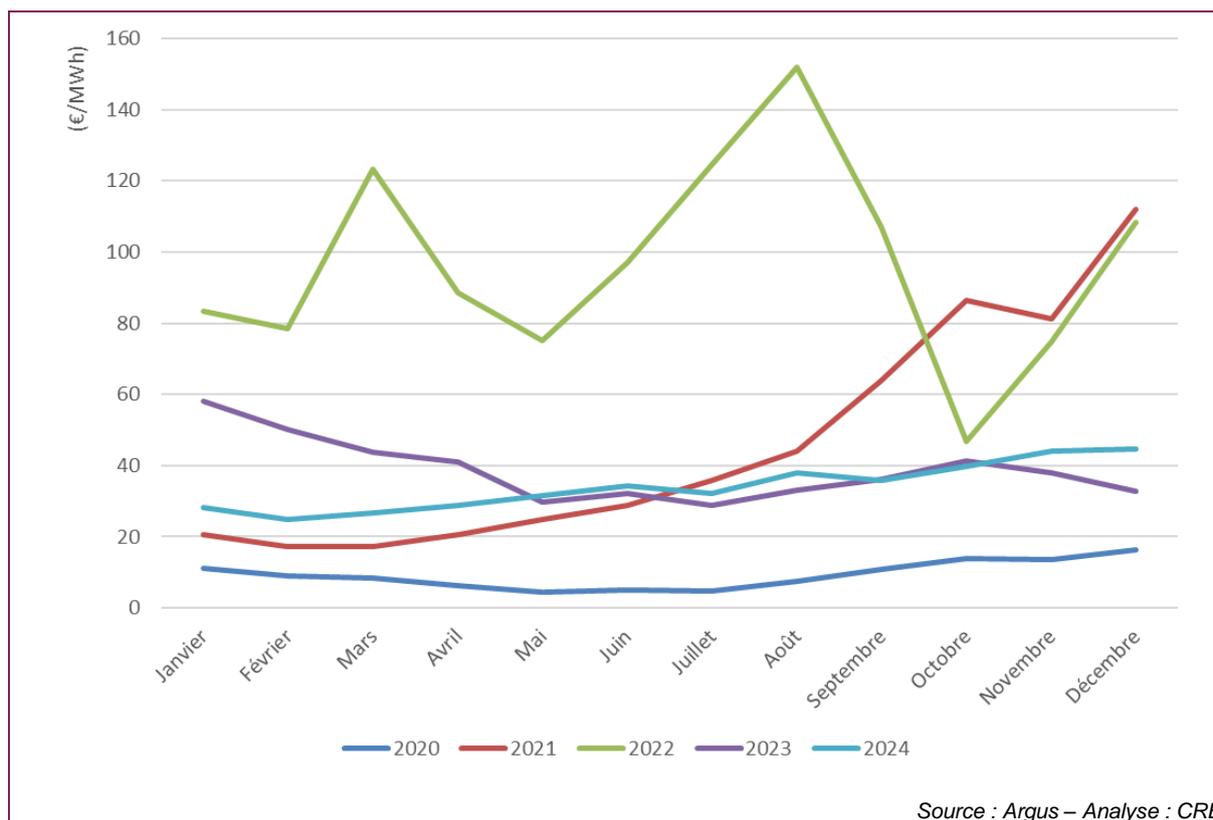


Figure 31 : Prix day-ahead du gaz en France entre 2020 et 2024 (moyennes mensuelles)

Les écarts de prix entre les différents points d'échange en Europe, historiquement très corrélés entre eux, avait considérablement augmenté en 2022 à la suite de la baisse de l'approvisionnement en gaz russe par gazoduc. Le spread TTF-PEG pour le produit *day-ahead* avait alors atteint 25,9 €/MWh en moyenne sur l'année. Après être redescendu à 1,7 €/MWh en 2023, il a continué de se resserrer en 2024 pour s'établir à 0,3 €/MWh en moyenne. Les écarts moyens de prix avec l'Allemagne et l'Italie pour le produit *day-ahead* ont également diminué et s'élèvent respectivement à 0,6 €/MWh et 2,6 €/MWh en 2024, contre 2,1 €/MWh et 4 €/MWh en 2023. En Europe, seul le NBP (Royaume-Uni) s'est maintenu en moyenne en dessous du PEG pour le produit *day-ahead* en 2024, atteignant un spread moyen de -0,3 €/MWh.

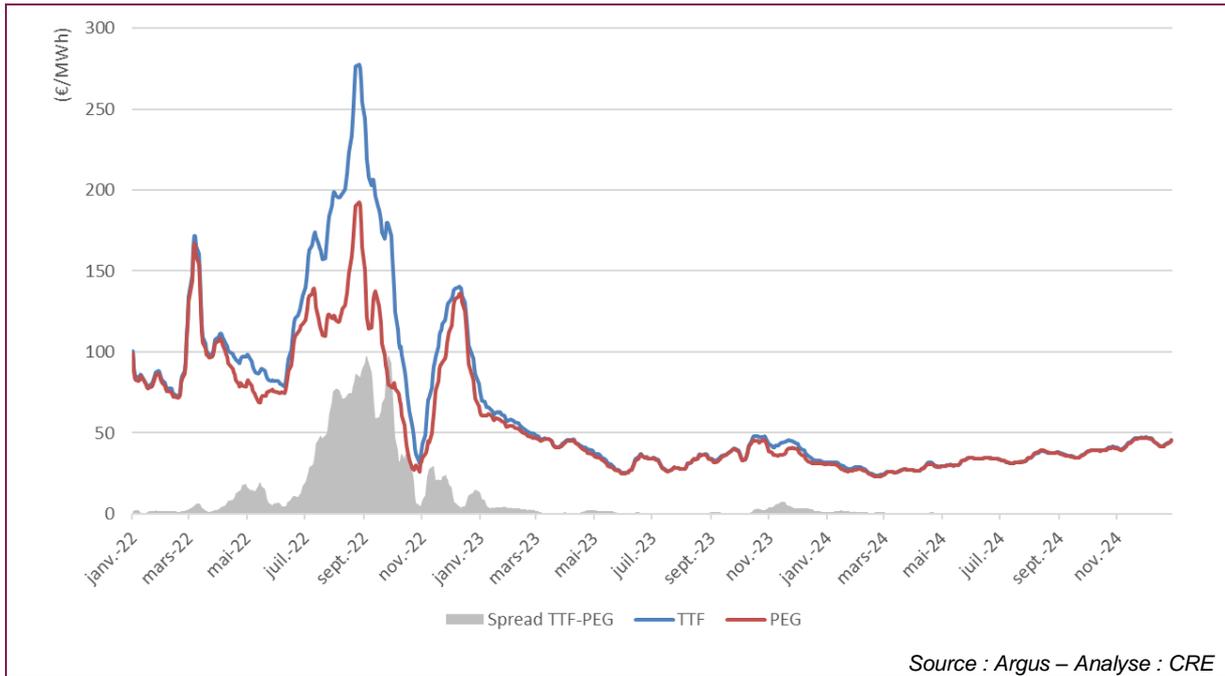


Figure 32 : Prix day-ahead du gaz en France et aux Pays-Bas (respectivement PEG et TTF)

### 3.2.1.3. Evolution des prix à terme

Les prix à terme au PEG ont suivi une dynamique similaire aux prix day-ahead en 2024. Ils ont notamment affiché une tendance haussière à partir du mois de février mais de manière moins prononcée que sur le marché court terme. De même, les spreads avec les principaux hubs européens ont diminué pour les différents produits à terme entre 2023 et 2024. L'écart pour le contrat Y+1 entre le PEG et le TTF (Pays-Bas) s'établissait à 0,7 €/MWh en moyenne sur l'année 2024 contre 1,7 €/MWh un an plus tôt. Cette situation a, entre autres, été soutenue par le développement d'infrastructures GNL, sources de diversification dans l'approvisionnement des pays européens, et par la consommation structurellement plus basse.

Dans la continuité de 2021, 2022 et 2023, la structure des prix à terme était en *backwardation* sur l'année 2024, c'est-à-dire que le prix des produits calendaires était décroissant avec la maturité. Malgré une convergence des prix de ces contrats fin février 2024, ils ont de nouveau divergé du fait des tensions sur l'approvisionnement à court et moyen termes apparues à ce moment. La hausse limitée des produits à échéance lointaine sur la période reflète les anticipations plus positives du marché sur l'approvisionnement à long terme.

Ces anticipations à long terme se traduisent également par la baisse de la volatilité des prix de gros français, qui retrouve un niveau proche de celui d'avant la crise énergétique. La volatilité du produit calendaire Y+1 au PEG s'est ainsi établie à 36 % en moyenne sur 2024 contre 50 % en 2023.



Source : Argus – Analyse : CRE

Figure 33 : Prix à terme du gaz en France (produits M+1, Q+1 et Y+1)

#### 3.2.1.4. Les volumes échangés sur le marché de gros français

La **Figure 34** détaille l'évolution des volumes échangés au PEG sur les quatre dernières années. Après une tendance fortement haussière affichée depuis 2021, les volumes échangés se sont stabilisés en 2024 par rapport à 2023, passant de 2 002 TWh à 1 994 TWh, soit une légère baisse de 0,4 %. Les volumes étaient en hausse de 2 % sur les marchés à terme tirés par la forte croissance des produits à maturité mensuelle, suivis par les contrats annuels et trimestriels. Cette hausse a été contrebalancée par une baisse de 11 % sur le marché spot, reflétant une activité moins importante durant l'été.

La valeur totale des échanges au PEG a par ailleurs diminué de 24 % par rapport à 2023, en lien avec des prix en moyenne moins élevés en 2024 que l'année précédente. Sur le marché spot, elle atteignait ainsi 11 Md€ en 2024 contre 15 Md€ en 2023 et 31 Md€ en 2022. Sur les marchés à terme, les transactions s'élevaient à 54 Md€ en 2024 contre 71 Md€ en 2023 et 150 Md€ en 2022.

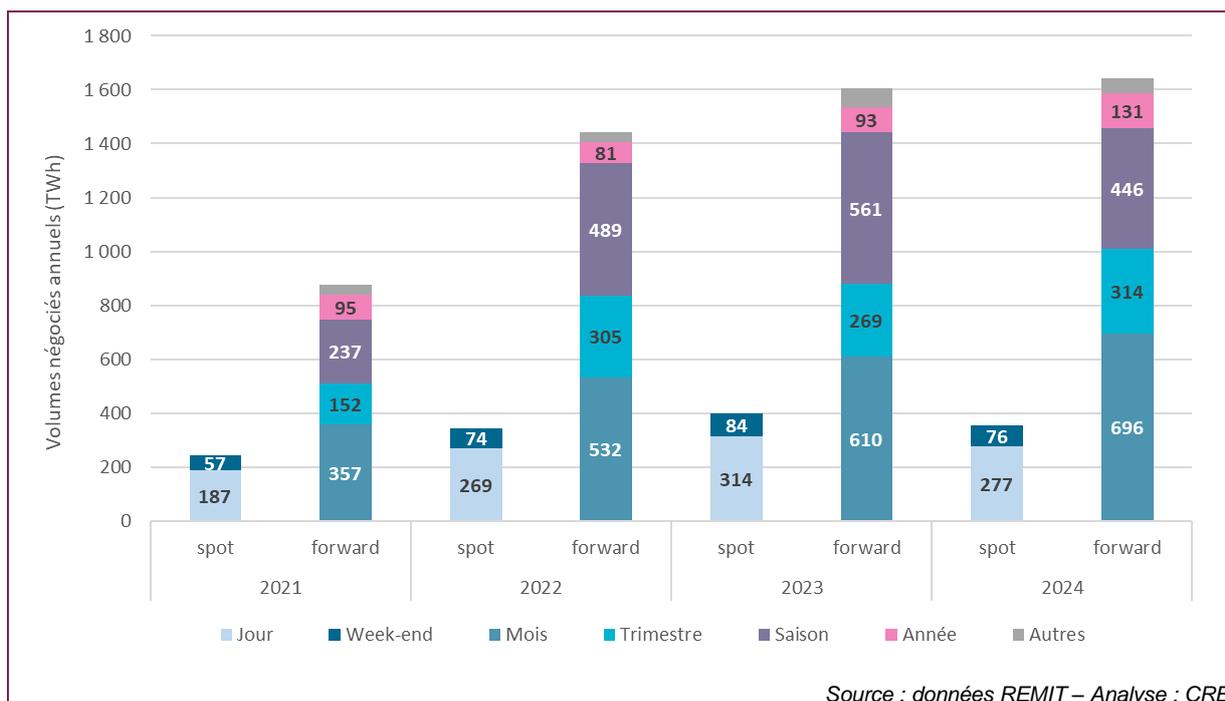


Figure 34 : Volumes négociés par produit au PEG

### 3.2.1.5. Les marchés intermédiés

Le négoce de gaz naturel sur le marché de gros peut se faire de gré à gré (OTC, pour *over-the-counter* en anglais) ou au sein de marchés organisés (bourses). Dans le premier cas, les acteurs bénéficient généralement d'une plus grande flexibilité concernant les caractéristiques des produits échangés, tandis que les marchés organisés offrent typiquement une plus grande liquidité. En outre, les échanges de gré à gré peuvent être conclus de manière strictement bilatérale ou par l'intermédiaire de courtiers. Le marché dit intermédié recouvre alors les bourses et les transactions effectuées par les courtiers, par opposition au segment bilatéral des échanges OTC.

Le marché organisé du gaz en France a été créé en novembre 2008 avec le lancement des plateformes Powernext Gas Spot et Powernext Gas Futures. Le 1<sup>er</sup> janvier 2020, le groupe EEX a absorbé les activités de Powernext. La bourse ICE Endex propose également des produits au PEG, sur le marché à terme, mais sa part de marché reste faible par rapport à EEX.

En 2024, le nombre d'acteurs actifs<sup>159</sup> sur les bourses en France était de 96 pour le segment spot et de 84 pour le segment à terme (contre 91 et 77 respectivement en 2023). La CRE collecte également les informations transactionnelles portant sur les marchés de gré à gré. En 2024, 67 acteurs ont effectué des échanges par l'intermédiaire des courtiers (69 en 2023) et 130 de manière bilatérale (115 en 2023).

Au total, 79 % des quantités échangées sur le PEG en 2024 ont été conclues sur une bourse ou par l'intermédiaire d'un courtier (contre 82 % en 2023 et 78 % en 2022). De même que les années précédentes, on observe toutefois une différence structurelle dans le recours à l'intermédiation en fonction de la maturité concernée : les produits court terme sont très majoritairement négociés en bourse et les contrats à terme par le biais d'un courtier.

<sup>159</sup> Effectuant au moins une transaction sur la période

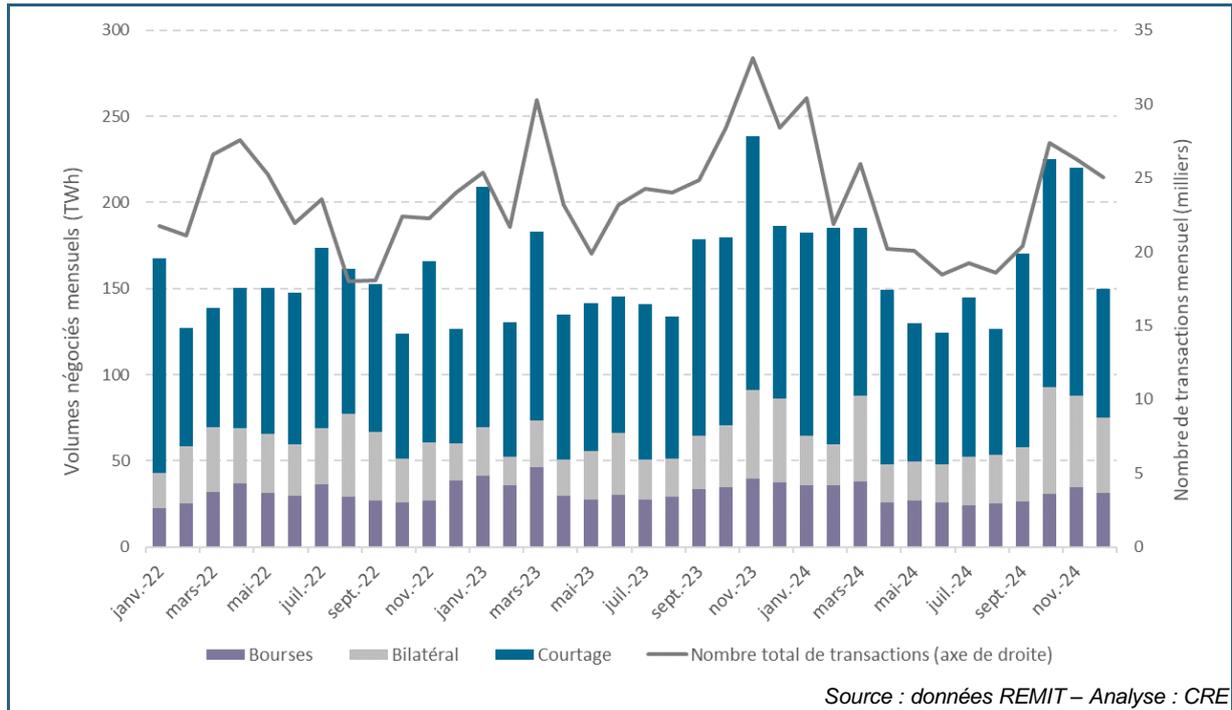


Figure 35 : Volumens négociés par intermédiaire et nombre de transactions au PEG

### 3.2.1.6. Niveau de concentration du marché français

Les deux figures suivantes présentent le niveau de concentration (indice HHI<sup>160</sup>) des marchés intermédiés français (bourses et courtiers) pour les segments spot et à terme.

Le PEG affiche des niveaux de concentration caractéristiques d'un marché où la concurrence est bien développée. Cette faible concentration traduit une liquidité élevée, laquelle s'explique en partie par la taille relativement importante de cette place de marché et par les nombreux points d'interconnexion et d'approvisionnement de la zone.

Avec les années et la fusion des zones pour former le PEG, désormais l'unique point virtuel d'échange en France, la concentration des marchés montre une tendance baissière. En 2024, l'indice HHI sur le segment spot a ainsi diminué de 29% à l'achat et de 2% à la vente par rapport à 2023. Le niveau de concentration sur le segment à terme reste en revanche stable : tandis qu'il a diminué de 10% à la vente entre 2023 et 2024, il a augmenté dans les mêmes proportions à l'achat. Par ailleurs, le marché à terme demeure plus concentré que le segment spot.

<sup>160</sup> L'indice de Herfindahl-Hirschmann (HHI) est un indice mesurant la concentration d'un marché, calculé en additionnant le carré des parts de marché exprimées en points de pourcentage de tous les acteurs sur un produit. Un HHI inférieur à 1000 traduit généralement des positions peu concentrées, les acteurs sont nombreux avec des parts de marché faibles, à l'inverse un HHI supérieur à 2000 traduit des positions concentrées avec un faible nombre d'acteurs avec une grande part de marché.

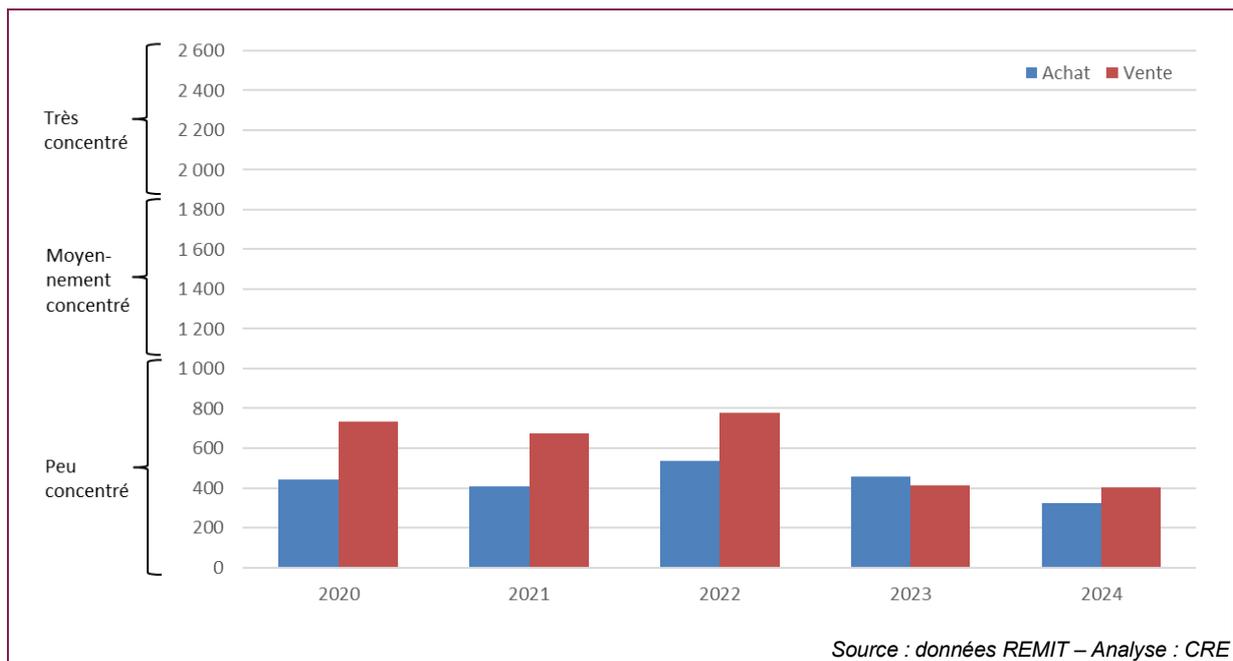


Figure 36 : Indice HHI des marchés intermédiés français (segment spot)

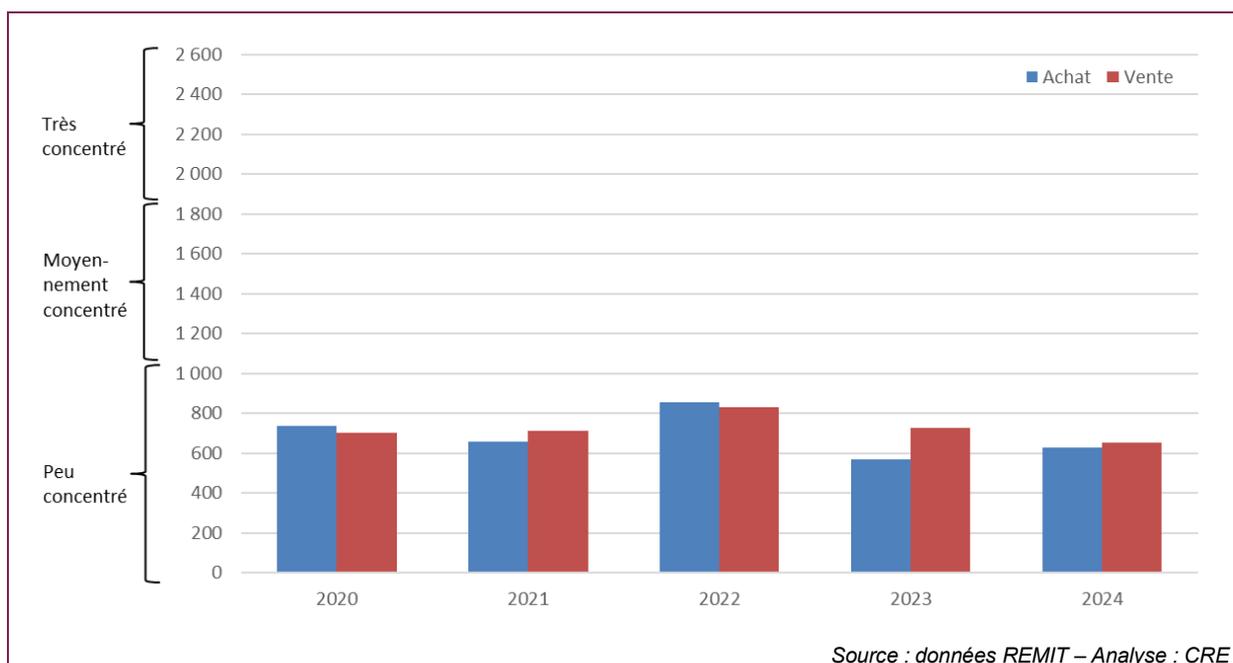


Figure 37 : Indice HHI des marchés intermédiés français (segment à terme)

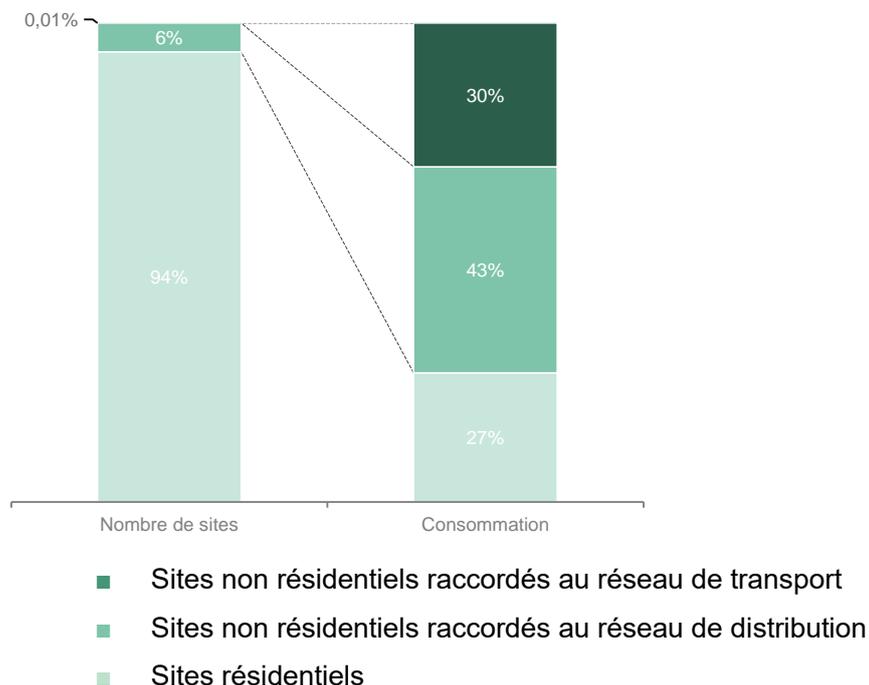
### 3.2.2. Le marché de détail de gaz naturel

#### 3.2.2.1. Etat des lieux

##### 3.2.2.1.1. Les consommateurs

Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2007, tous les consommateurs, y compris les clients résidentiels peuvent choisir librement leur fournisseur de gaz naturel.

L'ensemble du marché représente, au 31 décembre 2024, 11,2 millions de sites et une consommation annuelle d'environ 358 TWh<sup>161</sup>.



Source : données 2024, GRT, GRD – Analyse : CRE

**Figure 38 Typologie des sites en gaz naturel, au 31 décembre 2024**

Les tarifs réglementés de vente de gaz naturel ont été supprimés entre 2014 et 2016 pour les consommateurs professionnels dont la consommation annualisée de référence (CAR) est supérieure à 30 MWh par an.

La loi n°2019-1147 relative à l'énergie et au climat (LEC), promulguée le 8 novembre 2019, met fin aux tarifs réglementés de vente (TRV) de gaz naturel, pour toutes les catégories de consommateurs, en plusieurs étapes :

- les clients professionnels dont la consommation annuelle ne peuvent plus bénéficier des TRV depuis le 1<sup>er</sup> décembre 2020 ;
- les clients résidentiels ainsi que les syndicats de copropriétés et les propriétaires uniques d'immeuble à usage unique d'habitation dont la consommation annuelle est inférieure à 150 MWh doivent, eux, opter pour une offre de marché depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2023.

Par conséquent, au 31 décembre 2024, les consommateurs peuvent souscrire uniquement à des offres de marché proposées par les fournisseurs historiques et alternatifs, dont les prix sont fixés librement par les fournisseurs.

	Nombre de sites
Sites résidentiels	10 448 000
Sites non résidentiels	634 000

<sup>161</sup> Les indicateurs excluent désormais les consommations de 18 centrales de production d'électricité à partir de gaz naturel (cycles combinés gaz et turbines à gaz). En effet la consommation de ces actifs est directement dépendante des conditions des marchés de gros de l'électricité et du gaz. Ils ne peuvent dès lors être considérés comme des consommateurs finaux « normaux ». Les cogénérations ne sont pas incluses dans les consommations des centrales électriques présentées ci-dessous. La consommation annuelle totale comprenant les centrales de production d'électricité à partir de gaz naturel s'élève à 391 TWh.

Source : Données 2024, GRD, GRT, Analyses CRE

**Figure 39 Répartition en nombre de sites des consommateurs finals par type de site, au 31 décembre 2024**

	Consommation annualisée (TWh)
Sites résidentiels	97
Sites non résidentiels	258

Source : Données 2024, GRD, GRT, Analyses CRE

**Figure 40 Répartition en volume des consommateurs finals par type de site, au 31 décembre 2024**

### 3.2.2.1.2. Les parts de marché – analyse en termes de nombre de sites

Comme en électricité, la crise des prix de gros a également ralenti le développement des offres de marché sur l'année (+207 000 offres de marché en 2022 contre +422 000 en 2021). En 2023, les clients aux tarifs réglementés de vente de gaz, n'ayant pas souscrit une offre de marché au 1 juillet 2023, ont été basculés automatiquement dans une offre de marché de leur fournisseur historique dont les caractéristiques ont été validées par la CRE.

Au 31 décembre 2024, les fournisseurs alternatifs disposaient d'un portefeuille de 4 759 000 clients résidentiels (contre 4 630 000 en 2023, soit +2,8 %) sur un total de 10,4 millions (46 % des sites contre 44 % au 31 décembre 2023). Les fournisseurs historiques se partagent le reste du marché (54 %). Les fournisseurs alternatifs ont gagné 129 000 clients en 2024 (contre un gain de 211 000 en 2023). Les fournisseurs historiques ont perdu 219 000 clients en 2024 (contre 301 000 en 2023).

En ce qui concerne les sites non résidentiels, les tarifs réglementés de vente de gaz naturel ont été supprimés le 1<sup>er</sup> décembre 2020. Les copropriétés et les propriétaires uniques d'immeuble à usage principal d'habitation sont considérés dans les analyses de la CRE comme des sites non résidentiels mais n'étaient pas concernés par l'échéance de suppression des TRVG au 1<sup>er</sup> décembre 2020. Par conséquent, au 31 décembre 2022, 12 000 sites non résidentiels bénéficiaient encore des TRV représentant une volumétrie très faible (0,2 TWh) au regard du segment professionnel dans sa globalité. Au 31 décembre 2024, l'ensemble des sites sont en offre de marché pour 378 000 clients chez les fournisseurs alternatifs, soit 60 %, sur un total de 634 000. Cette proportion est en légère hausse depuis 2023, elle était de 59 %.

Tous segments	Segment des sites (non résidentiels)	Segment des sites non résidentiels	Segment des sites résidentiels
54 %	29 %	50 %	54 %

Source : Données 2024, GRD, GRT, Analyses CRE

**Figure 41 Parts de marché, en nombre de sites, des trois fournisseurs historiques les plus significatifs sur chaque segment, au 31 décembre 2024**

Tous segments	Segment des sites (non résidentiels)	Segment des sites non résidentiels	Segment des sites résidentiels
40 %	33 %	35 %	40 %

Source : Données 2024, GRD, GRT, Analyses CRE

**Figure 42 Parts de marché, en nombre de sites, des trois fournisseurs alternatifs les plus significatifs sur chaque segment, au 31 décembre 2024**

3.2.2.1.3. Les parts de marché – analyse en termes de volume de consommation

Tous segments	Segment des sites (non résidentiels)	Segment des sites non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
40 %	28 %	39 %	57 %

Source : Données 2024, GRD, GRT, Analyses CRE

Figure 43 Parts de marché, en volume, des trois fournisseurs historiques les plus significatifs sur chaque segment, au 31 décembre 2024

Tous segments	Segment des sites (non résidentiels)	Segment des sites non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
32 %	28 %	31 %	38 %

Source : Données 2024, GRD, GRT, Analyses CRE

Figure 44 Parts de marché, en volume, des trois fournisseurs alternatifs les plus significatifs sur chaque segment, au 31 décembre 2024

3.2.2.1.4. La concentration du marché

Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)<sup>162</sup> en nombre de sites et en volume pour les différents segments du marché de détail. Cet indice mesure la concentration du marché sur chaque segment de clientèle.

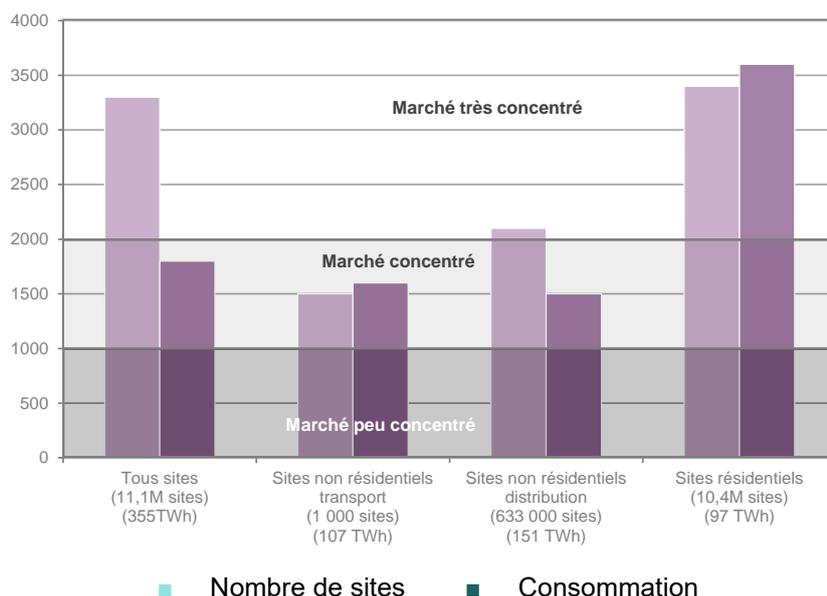
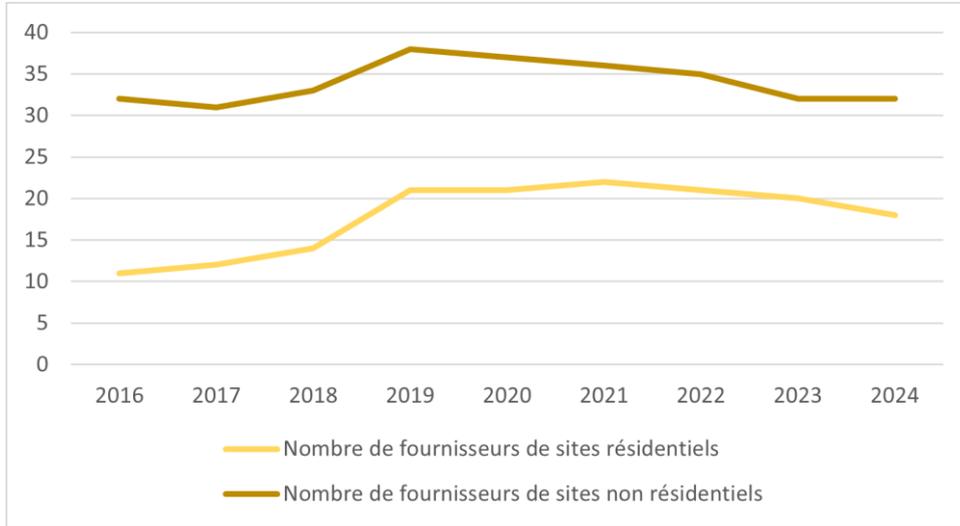


Figure 45 Indice de Herfindahl-Hirschman (HHI) en nombre de sites et en volume pour les différents segments du marché de détail

<sup>162</sup> L'indice HHI est égal à la somme des carrés des parts de marché des intervenants, et mesure la concentration du marché (il est d'autant plus élevé que le marché est concentré). On considère généralement qu'un marché est peu concentré si son HHI est inférieur à 1 000, et très concentré s'il est supérieur à 2 000.

3.2.2.1.5. Les fournisseurs

Au 31 décembre 2024, 18 fournisseurs proposaient des offres aux clients résidentiels et 32 aux clients non résidentiels. Sur les zones de desserte des ELD, les fournisseurs alternatifs sont peu présents, en particulier sur le segment des clients résidentiels. Dans la situation actuelle du marché français, les fournisseurs alternatifs se concentrent en effet sur le territoire de GRDF.



Source : énergie-info.fr, Analyses CRE

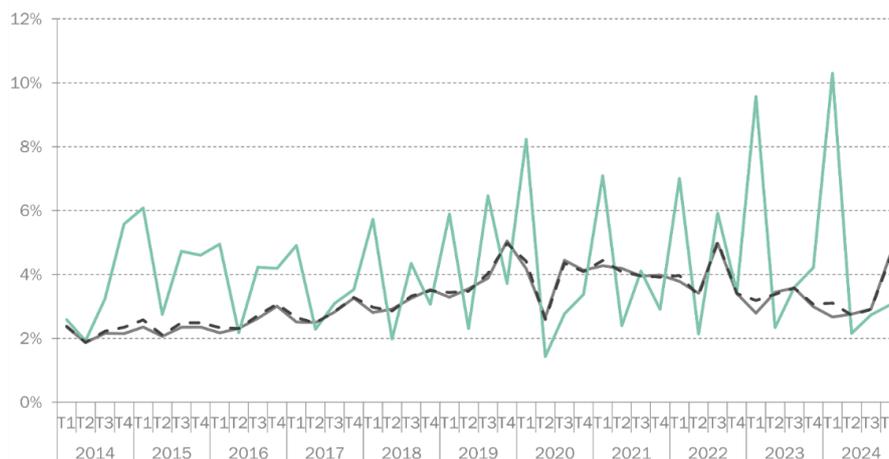
Figure 46 Les fournisseurs nationaux du gaz naturel

### 3.2.2.1.6. Analyse des taux de changement de fournisseurs

Il est à noter que le taux de switch ne tient pas compte des contrats renégociés sans qu'il y ait changement de fournisseurs.

Sur le segment non résidentiel, le taux de switch annuel est en baisse en 2024 comparé à 2023. Le taux de switch annuel s'est élevé à 18,2 % en 2024 contre 19,7 % en 2023.

Sur le segment résidentiel, le taux de switch annuel est resté stable en 2024 comparé à celui de 2023. Le taux de switch est égal à 12,9 % en 2024 contre 12,8 % en 2023.



Source : Données 2024, Analyses CRE

Figure 47 Taux de switch trimestriel de 2014 à 2024

### 3.2.2.2. Les prix et les offres

#### 3.2.2.2.1. Prix repère de vente de gaz naturel à destination des clients résidentiels au 31 décembre 2024

Les tarifs réglementés de vente de gaz ont pris fin le 30 juin 2023. La CRE publie chaque mois un prix repère de vente de gaz naturel (PRVG) pour les consommateurs résidentiels. Ce prix repère, publié à titre indicatif, comporte un prix d'abonnement et un prix du kilowattheure. Comme les TRVG, les fournisseurs sont libres d'indexer leurs offres de marché sur l'évolution du prix repère : la CRE estimait ainsi, au début de l'année 2024, qu'environ 2 millions de contrats résidentiels étaient indexés sur le PRVG.

Le tableau suivant présente la décomposition du prix repère de vente de gaz naturel pour un consommateur chauffage au 31 décembre 2024 :

En €/MWh	Client D2
Part fourniture	56,86
Part transport	7,37
Part distribution	24,44
Part stockage	4,88
PRVG HT	93,55
Prélèvements réglementaires sur les frais de réseaux (CTA)	3,23
TICGN	16,37
TVA	17,97
PRVG TTC	131,11

Source : Données 2024 Analyses CRE

**Figure 48 Décomposition du prix repère de vente de gaz naturel au 31 décembre 2024**

Remarques sur les hypothèses de calcul<sup>163</sup> :

- toutes les données sont exprimées en €/MWh
- la TVA s'applique à hauteur de 20 % sur la part variable et la TICGN et de 5,5 % sur la part fixe et la CTA.
- Client domestique D2 = ménage ayant une consommation annuelle de 13,48 MWh, correspondant à la consommation moyenne des sites T2 du gestionnaire de réseaux GRDF. Ce client domestique D2 correspond par ailleurs au consommateur-type « chauffage » du PRVG.

Le prix repère de vente de gaz naturel a été construit et publié dès juin 2023 dans la continuité de la structure historique du TRVG. En avril 2024, la CRE a notamment consulté les acteurs sur la méthodologie de construction en structure et en niveau du PRVG. Une délibération ensuite publiée le 23 mai 2024 actualise notamment les niveaux des composantes de marge, risque et coûts commerciaux du PRVG et modifie la structure des composantes de transport, stockage et coûts commerciaux du PRVG. Elle modifie enfin la structure de grille pour adopter un « empilement des coûts », affectant les coûts fixes à la part abonnement et les coûts variables à la part variable du PRVG, au périmètre de GRDF.

Entre janvier 2008 et décembre 2024, les tarifs réglementés de vente en distribution publique, puis le prix repère de vente du gaz, ont augmenté de 36,0 €/MWh en euros constants 2024.



Source : CRE

**Figure 49 Evolution des prix du gaz, hors taxes et CTA, en euros constants 2024 par mégawattheure**

<sup>163</sup> Concernant les grands clients industriels, la CRE disposait auparavant des données concernant les sites aux tarifs réglementés de vente d'Engie. À la suite de la suppression des TRV pour les clients raccordés au réseau de transport en juin 2014, le tarif STS applicable aux sites industriels a disparu et la CRE ne dispose dès lors plus de données de coûts sur ce type de clients. Sans qu'il fût possible que ces consommateurs puissent souscrire aux tarifs réglementés, il était supposé jusqu'au rapport 2022, que le client industriel I1, d'une consommation de 100 MWh pouvait bénéficier d'une structure de prix identique aux tarifs B2I des tarifs réglementés de vente d'ENGIE en vigueur jusqu'au 30 juin 2023. La CRE ne dispose désormais plus de proxy permettant de refléter la structure de coûts de tels consommateurs.

### 3.2.2.2. Les offres de marché

Le marché de la fourniture de gaz naturel est complètement ouvert à la concurrence sur le segment résidentiel et non résidentiel depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2023.

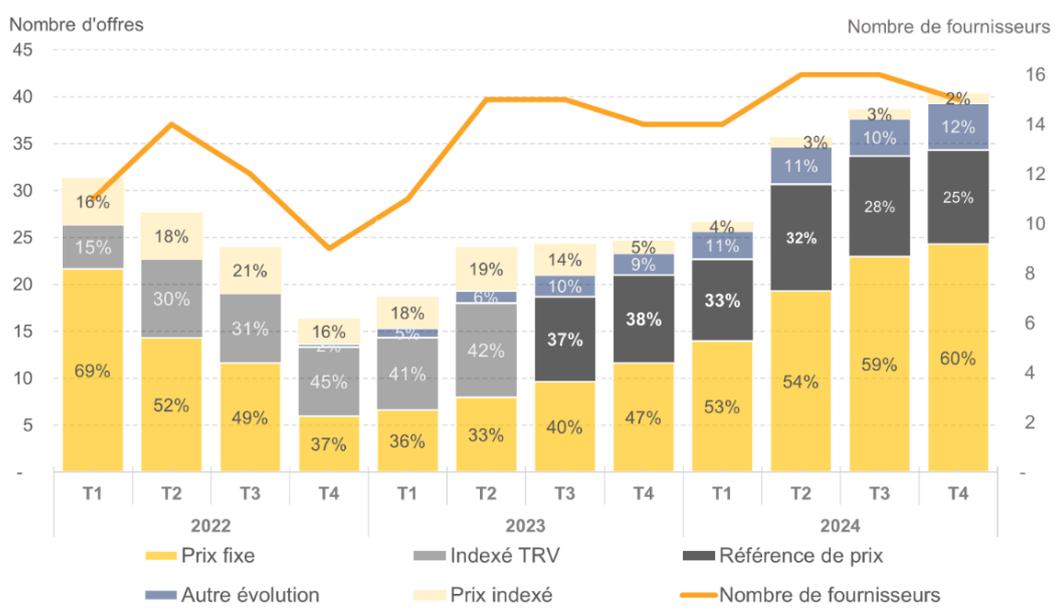
Les consommateurs peuvent choisir librement une offre de marché qui répond à leurs besoins. Ces offres peuvent être à prix fixe ou à prix variable :

- Les offres à prix variable peuvent être indexées sur le prix de référence de gaz naturel de la CRE ou sur différents produits (prix spot, produits pétroliers ou gaziers, etc.) ou évoluer selon une formule propre au fournisseur ;
- Les offres à prix fixe regroupent une diversité de modalités contractuelles. En effet, si pour certaines, seule la composante énergie du prix, hors taxes, est inchangée pendant la durée contractuelle, d'autres offres rendent constants les prix du kWh et de l'abonnement hors taxes pendant la durée contractuelle.

#### Comparaisons de quelques types d'offres :

Les graphiques suivants montrent la comparaison des offres proposées par les fournisseurs de gaz naturel dans le cas d'un client résidentiel ayant une consommation annuelle de 14 000 kWh par an (client type « Chauffage ») et dans le cas d'un client résidentiel ayant une consommation de 610 kWh par an (client type « Cuisine ») les deux étant situés à Paris. Ces graphiques s'appuient sur les données disponibles sur le comparateur d'offres du Médiateur national de l'énergie disponible sur le site [www.energie-info.fr](http://www.energie-info.fr).

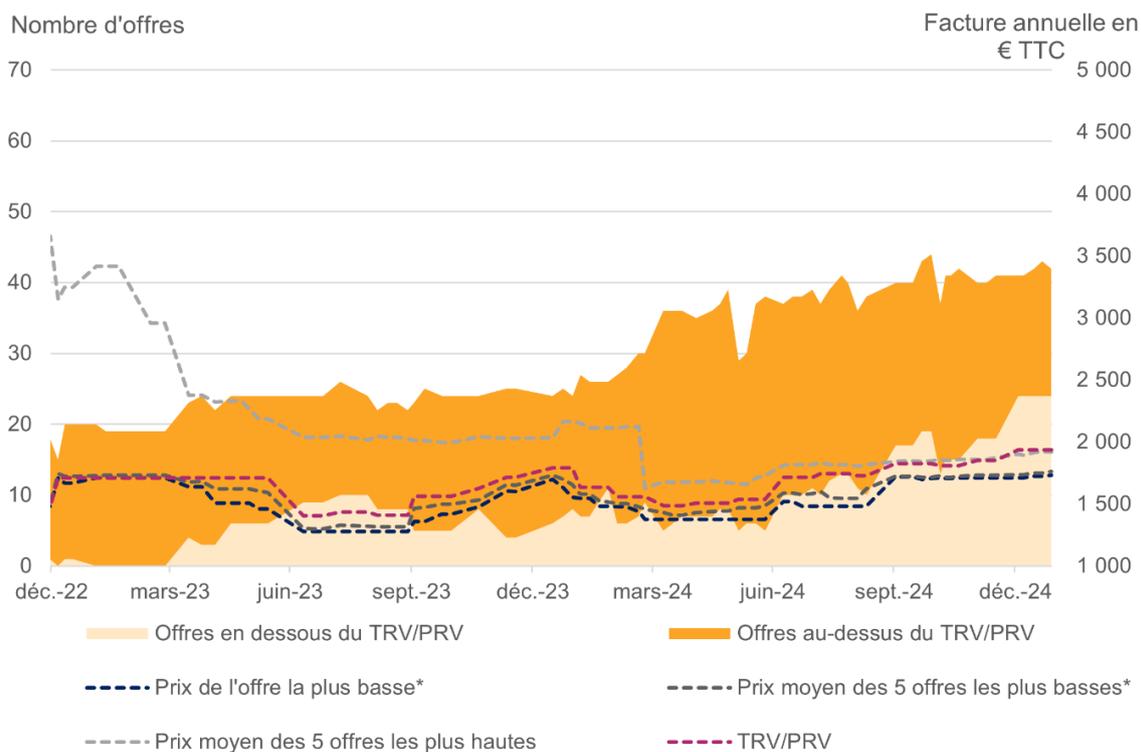
La crise des prix de gros sur l'année 2022, a fortement réduit le nombre d'offres de marché proposées aux consommateurs aboutissant à une concurrence quasi-inexistante sur la fin d'année 2022. La relative détente des prix observée au fil de l'année 2023 a permis un redémarrage progressif de la concurrence dans les offres proposées : entre le dernier trimestre 2022 et le dernier trimestre 2023, le nombre d'offres proposées à des clients type « Chauffage » sur le comparateur d'offres du Médiateur national de l'énergie a augmenté de 40 %. Dans le même temps, le nombre de fournisseurs proposant des offres a augmenté de plus de 60 %. En 2024, cette tendance s'est accentuée avec 40 offres proposées disponibles à la souscription fin 2024. Cela s'explique principalement par un développement des offres à prix fixe qui représentent 60 % des offres au dernier trimestre 2024 contre 37 % au dernier trimestre 2022.



Source : Comparateur d'offres énergie-info

**Figure 50 Evolution des offres de fourniture de gaz naturel pour les consommateurs résidentiels type chauffage sur le site comparateur « énergie-info »**

Avec la fin de la crise et la reprise, le nombre d'offres à un niveau plus compétitif que le PRVG n'a cessé de croître engendrant une diminution du prix des offres les plus basses. La part d'offres dont les niveaux de prix sont en-dessous des niveaux du PRVG est passée de 16 % fin 2023 à 45 % à fin décembre 2024. Aussi, en décembre 2024, le prix moyen des 5 offres les plus basses pour un client type « Chauffage » consommant 14 MWh par an est 6 % moins élevé que le niveau du PRVG TTC.



Source : Comparateur d'offre energie-info.fr

**Figure 51 Evolution des offres de fourniture de gaz naturel pour les consommateurs résidentiels type chauffage en comparaison avec le TRVG/PRVG**

### 3.3. La sécurité d’approvisionnement

#### 3.3.1. Le suivi de l’équilibre offre / demande de gaz naturel

##### 3.3.1.1. Hiver 2022-2023

Durant l’hiver 2022-2023, d’importantes congestions ont été observées sur la TRF. Deux épisodes de forte réduction des flux au PIR Dunkerque depuis la Norvège ont provoqué un déficit significatif de gaz dans le Nord de la France, compensé par un excédent de gaz dans le Sud, bien approvisionné en GNL depuis les terminaux méthaniers de Fos et de Montoir et l’Espagne. Celles-ci ont entraîné une forte hausse des charges de résorption des congestions pour les GRT, liées à l’activation du spread localisé, avec 54,6 M€ dépensés pendant l’hiver 2022/23 (pour un volume total de 5,1 TWh). De plus, les GRT ont été contraints à 16 reprises d’appliquer des restrictions mutualisées au sud de la France, c’est-à-dire de réduire en urgence les capacités d’injection sur le réseau depuis les stockages, d’importation depuis l’Espagne ou depuis les terminaux méthaniers.

##### 3.3.1.2. Hiver 2023-2024

Durant l’hiver 2023-24, deux épisodes de congestions ont été observés sur la TRF. La baisse des entrées au PIR Dunkerque couplée à une augmentation des consommations a provoqué un déficit de gaz dans le Nord de la France, compensée par un excédent de gaz au Sud, bien approvisionné en GNL depuis les terminaux méthaniers de Fos et de Montoir, et depuis l’Espagne. Celles-ci ont entraîné une

hausse des charges de résorption des congestions pour les GRT, liées à l'activation du spread localisé, avec 9,6 M€ dépensés pendant l'hiver 2023-2024 (pour un volume total de 2,4 TWh). Contrairement à l'hiver 2022-2023, les GRT n'ont pas été contraints d'appliquer des restrictions mutualisées sur la TRF.

### 3.3.2. Le niveau de la demande prévue, des réserves disponibles et des capacités supplémentaires envisagées

#### 3.3.2.1. La demande de gaz naturel en France

La consommation totale de gaz de la France en 2023 s'élève à 381 TWh, contre 430 TWh en 2022, soit une baisse de 11 %. La consommation sur les réseaux de distribution a diminué de près de 6 % par rapport à 2022. La consommation des centrales produisant de l'électricité a baissé de 40 %, et revient au niveau de 2021. Enfin, la consommation des industriels directement raccordés aux réseaux de transport a diminué de 7 %, principalement en lien avec l'évolution de l'activité industrielle, les efforts d'efficacité énergétiques des industriels et la substitution entre énergies.

##### 3.3.2.1.1. La demande de gaz naturel sur le réseau de GRT gaz

La consommation totale de gaz au sein de la zone d'équilibrage de NaTran en 2023 s'élève à 359 TWh, en baisse de 10 % par rapport à 2022.

##### 3.3.2.1.2. La demande de gaz naturel sur le réseau de Teréga

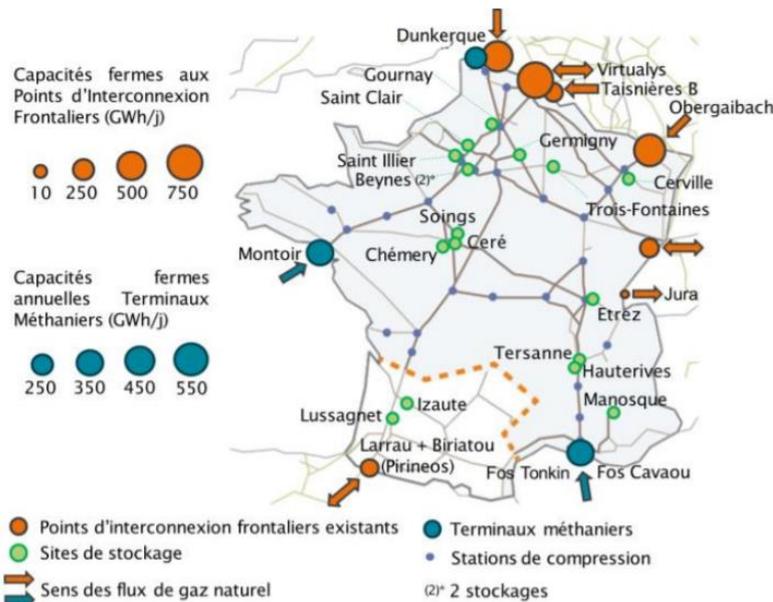
La consommation totale de gaz au sein de la zone d'équilibrage de Teréga en 2022 s'élève à 22 TWh, en baisse de 8 % par rapport à 2022.

#### 3.3.2.2. Les capacités de stockage

En France, une grande part du gaz naturel est utilisée pour le chauffage, d'où de fortes variations de consommation entre l'été et l'hiver. Les stockages souterrains couvrent cette saisonnalité, avec une alternance entre des périodes de remplissage estival, puis de soutirage hivernal.

Les capacités de stockage se répartissent entre opérateurs de la façon suivante :

- 102,1 TWh (74 % de la capacité totale) pour Storengy sur 9 sites, dont 7 en nappes aquifères (centrés sur le bassin parisien) et 2 en cavités salines (dans le Sud-Est) ;
- 33,1 TWh (24 % de la capacité totale) pour Teréga sur 1 site en nappes aquifères dans le Sud-Ouest de la France (zone Teréga) ;
- 3,3 TWh (2 % de la capacité totale) pour Géométhane sur 1 site en cavité saline dans le Sud-Est.



Source : Storengy – Analyse CRE

Figure 52 Sites de stockage souterrain de gaz naturel en France

## Les capacités de stockages prévues par la PPE

L'article L. 421-3-1 du code de l'énergie prévoit que « les infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel qui garantissent la sécurité d'approvisionnement du territoire à moyen et long terme et le respect des accords bilatéraux relatifs à la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel [...] sont prévues par la programmation pluriannuelle de l'énergie mentionnée à l'article L. 141-1. Ces infrastructures sont maintenues en exploitation par les opérateurs ».

A l'entrée dans la régulation, le décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016<sup>164</sup> relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie prenait en compte dans ce périmètre l'ensemble des sites en activité et en exploitation réduite.

Par la suite, le décret du 26 décembre 2018 a fait évoluer ce périmètre selon les dispositions suivantes :

« Durant la deuxième période de la programmation pluriannuelle de l'énergie, les infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel nécessaires pour garantir la sécurité d'approvisionnement à moyen et long terme sont celles listées ci-dessous, représentant un volume utile de 138,5 TWh et une capacité de soutirage de 2376 GWh/ j pour un remplissage correspondant à 45 % du volume utile :

Infrastructure	Exploitant	Année de mise en service	Type de stockage
Beynes	Storengy	1956	Aquifère
Céré-la-Ronde	Storengy	1993	Aquifère
Cerville-Velaine	Storengy	1970	Aquifère
Chémery	Storengy	1968	Aquifère
Etrez	Storengy	1980	Salin
Germigny-sous-Coulomb	Storengy	1982	Aquifère
Gournay	Storengy	1976	Aquifère
Lussagnet/ Izaute	Teréga	1957	Aquifère
Manosque	Géométhane	1993	Salin
Saint-Illiers-la-Ville	Storengy	1965	Aquifère
Tersanne/ Hauterives	Storengy	1970	Salin

Ainsi, le décret du 26 décembre 2018<sup>165</sup> a retiré de la liste des infrastructures prévues par la PPE les trois sites en exploitation réduite de Storengy (Trois-Fontaines, Saint-Clair-sur-Epte et Soings-en-Sologne). Les infrastructures en question continuent d'être régulées jusqu'à l'expiration du délai de préavis fixé à deux ans par arrêté<sup>166</sup>, soit jusqu'au 31 décembre 2020.

## La commercialisation aux enchères des capacités est assortie d'une obligation de remplissage

Les capacités de stockage sont commercialisées aux enchères, selon des modalités fixées par la CRE sur proposition des opérateurs de stockage (voir 3.1.3.5).

<sup>164</sup> Décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie

<sup>165</sup> Décret n°2018-1248 du 26 décembre 2018 relatif aux infrastructures de stockage de gaz nécessaires à la sécurité d'approvisionnement

<sup>166</sup> Arrêté du 19 février 2019 relatif au délai de préavis prévu à l'article L. 421-3-1 du code de l'énergie

Pour garantir la sécurité d'approvisionnement tout au long de l'année, la loi impose aux fournisseurs un remplissage minimal de 85 % au 1<sup>er</sup> novembre des capacités de stockage qu'ils ont souscrites (article L. 421-7 du code de l'énergie). En cas de non-respect de cette obligation, les fournisseurs peuvent se voir appliquer une sanction pécuniaire jusqu'à deux fois le prix moyen observé pendant la période de remplissage appliqué au volume manquant ainsi que le retrait ou la suspension provisoire de leur autorisation de fourniture.

Un mécanisme, appelé « filet de sécurité », vise à remplir les capacités non souscrites. Le mécanisme se déroule en deux temps. Dans un premier temps, un arrêté fixe le niveau de stock minimal nécessaire pour assurer la sécurité d'approvisionnement pour l'hiver à venir. Dans un second temps, s'il constate après la fin du cycle d'enchères que les souscriptions sont insuffisantes pour atteindre les stocks minimaux, le ministre chargé de l'énergie, peut imposer, en dernier recours, soit aux fournisseurs, soit aux opérateurs de stockage, soit aux fournisseurs et aux opérateurs de stockage de constituer des stocks complémentaires.

### 3.3.2.3. Les terminaux méthaniers

Depuis janvier 2017, quatre terminaux méthaniers terrestres sont opérationnels (Fos Tonkin, Montoir-de-Bretagne, Fos Cavaou et Dunkerque), rejoints par le FSRU du Havre depuis octobre 2023.

Les terminaux opérés par Elengy de Montoir-de-Bretagne, de Fos Tonkin et de Fos Cavaou sont régulés. Le terminal de Dunkerque LNG et le FSRU de TotalEnergies LNG Services France au Havre font l'objet d'une exemption de régulation relatives à l'accès des tiers à l'infrastructure et à la régulation tarifaire jusqu'en 2036 et 2028 respectivement.

Elengy est une filiale à 100 % de NaTran. Parmi les terminaux d'Elengy, le terminal de Montoir-de-Bretagne a été mis en service en 1980, sa capacité de regazéification est de 10 milliards de m<sup>3</sup>/an et bénéficie d'une capacité de stockage de 360 000 m<sup>3</sup>. Le terminal de Fos Tonkin a été mis en service en 1972 et sa capacité de regazéification est de 1,5 milliard de m<sup>3</sup>/an. Le terminal bénéficie d'une capacité de stockage de 80 000 m<sup>3</sup>. Le terminal de Fos Cavaou a été mis en service en 2010 avec une capacité de regazéification de 8,3 milliards de m<sup>3</sup>/an et bénéficie d'une capacité de stockage de 330 000 m<sup>3</sup>.

Le terminal de Dunkerque est exploité par la société Dunkerque LNG, filiale de Fluxys à 61 % et d'un consortium mené par AXA à 39 %. Il a été mis en service en 2016 avec une capacité de regazéification de 13 milliards de m<sup>3</sup>/an et bénéficie d'une capacité de stockage de 600 000 m<sup>3</sup>. Le terminal dispose d'une exemption d'accès des tiers jusqu'en 2036.

Le terminal flottant au Havre dispose d'une capacité de regazéification d'environ 5 Gm<sup>3</sup>/an (46 TWh), et d'environ 140 000 m<sup>3</sup> de stockage de gaz naturel liquéfié (GNL). Le FSRU est exploité par la société TotalEnergies LNG Services France (« TELSIF »), filiale de la société TotalEnergies et est exempté jusqu'en 2028.

En 2023, le taux d'utilisation des terminaux méthaniers français a atteint presque le maximum des capacités (hors maintenance, à l'exception du FSRU).

L'année 2023 a été marquée par une baisse de l'activité des terminaux français qui ont émis 318 TWh dans le réseau français (contre 369 TWh en 2021).

### 3.3.3. Les mesures de réponse aux pics de demandes et aux déficits d'approvisionnement

#### 3.3.3.1. Les obligations des opérateurs de transport et de distribution de gaz

Le décret 2004-251 du 19 mars 2004 relatif aux obligations de service public dans le secteur du gaz impose que les opérateurs de transport et les opérateurs de distribution de gaz soient en mesure d'assurer la continuité de l'acheminement du gaz pour les clients finals n'ayant pas accepté contractuellement une fourniture susceptible d'interruption, même dans les situations suivantes :

- hiver froid tel qu'il s'en produit statistiquement un tous les cinquante ans ;
- température extrêmement basse pendant une période de trois jours au maximum telle qu'il s'en produit statistiquement un tous les cinquante ans.

Ces dispositions induisent un dimensionnement du réseau français au risque de 2 %, c'est-à-dire pour passer une pointe de froid comme il en advient tous les 50 ans.

### 3.3.3.2. Les mesures d'urgence

En cas de crise d'approvisionnement de gaz, deux types de mesures sont mis en œuvre de manière séquentielle :

- dans un premier temps sont appliquées des mesures fondées sur le marché, c'est-à-dire sur un engagement contractuel de réduction de la consommation par les principaux consommateurs ;
- dans le cas où l'activation des capacités interruptibles n'a pas permis de satisfaire la demande de gaz, des mesures supplémentaires pouvant aller jusqu'au délestage sont mises en œuvre.

L'activation des capacités interruptibles constitue le premier levier sur la demande en gaz naturel en situation de crise. Deux mécanismes d'interruptibilité contractuelle, non cumulables, sont définis par l'arrêté du 17 décembre 2019.

Le premier mécanisme, dit « d'interruptibilité secondaire », concerne les consommateurs volontaires raccordés aux réseaux de transport et de distribution de gaz naturel et justifiant d'une consommation annuelle supérieure à 5 GWh. Ils ont la possibilité de souscrire librement auprès des gestionnaires de réseau des capacités interruptibles. En cas de crise d'approvisionnement, celles-ci les contraignent à interrompre leurs consommations à hauteur des capacités souscrites, dans les 24h suivant un ordre d'activation, et pour une durée maximale de 240h dans l'année. En contrepartie, le souscripteur bénéficie d'une réduction ou d'une suppression du montant dont il doit s'acquitter au titre de la compensation stockage.

Les capacités souscrites pour la période du 1<sup>er</sup> avril 2023 au 1<sup>er</sup> avril 2024 sont les suivantes :

- 7 GWh/j sur le réseau de distribution, réparties entre 75 sites ;
- 17 GWh/j sur le réseau de transport, réparties entre 34 sites.

Les capacités souscrites pour la période du 1<sup>er</sup> avril 2024 au 1<sup>er</sup> avril 2025 représentent 5,5 GWh/j sur le réseau de distribution, réparties en 52 sites.

Le second mécanisme, dit « d'interruptibilité garantie », a été actualisé en prévision de l'hiver 2022-2023 au regard des risques pesant sur l'équilibre offre-demande du système gazier national et européen. Il concerne les consommateurs volontaires raccordés aux réseaux de transport et de distribution de gaz naturel et disposant d'une capacité interruptible supérieure à 20 MWh/jour. Ces consommateurs sont sélectionnés sur appel d'offres pour la réduction de leur consommation, et pour une durée qui ne peut être inférieure à 24h et ne peut excéder 240 heures dans l'année. Ils s'engagent alors à transmettre, à fréquence hebdomadaire, un programme de consommations journalières au gestionnaire de réseau auquel ils sont raccordés. Ils s'engagent également à réduire leur consommation à hauteur de la capacité interruptible contractualisée, dans un délai minimum de 14h (pour un ordre d'activation donné à 16h, la consommation doit être interrompue le lendemain à 6h). Le gisement identifié pour cette interruptibilité s'élève à 150 GWh/jour souscriptibles. En contrepartie, le souscripteur bénéficie d'une rémunération versée par le gestionnaire de réseau de transport. Cette rémunération est composée d'une part fixe (10 %), versée indépendamment de l'activation ou non du mécanisme d'interruptibilité garantie, et d'une part variable (90 %) versée en cas d'activation du mécanisme et de mise à disposition par le consommateur de la capacité interruptible contractualisée. L'interruptibilité garantie prévoit également des pénalités en cas de non-respect des engagements par le consommateur ayant contractualisé avec son gestionnaire de réseau. En raison du faible volume de capacités interruptibles proposées par des consommateurs volontaires lors de l'appel d'offres, ce dernier a été déclaré infructueux et l'interruptibilité garantie n'a pas été appliquée lors de l'hiver 2023-2024.

Aucun appel d'offres n'a été lancé pour l'hiver 2024-2025, ainsi aucune souscription n'a été contractualisée.

En cas d'insuffisance de ces mesures, l'urgence peut être déclarée par la DGEC et des mesures supplémentaires, non fondées sur le marché, sont mises en œuvre :

- recommandation de modérer la consommation d'énergie. A cet effet, des annonces sont diffusées à l'échelle nationale et/ou locale dans les médias par l'autorité compétente (télévision, radio, journaux). Compte tenu de l'interdépendance des réseaux gazier et électrique, cette mesure porte à la fois sur le gaz naturel et l'électricité, la consommation de cette dernière étant également fortement corrélée à la température ;

- application stricte de la limitation de température et limitation de la durée du chauffage dans les locaux de certains établissements recevant du public ;
- délestages.

En application du règlement (UE) n°217/1938 du 25 octobre 2017, les articles L. 434-1 à L. 434-4 du code de l'énergie, ainsi que le décret n°2022-495 du 7 avril 2022, précisent les dispositions relatives au délestage de la consommation de gaz.

Pour un site de consommation le délestage consiste à procéder à une diminution importante de consommation en moins de 2h. C'est une obligation réglementaire qui s'impose à tous les clients sollicités par les opérateurs de réseau. En cas de manquement à cette obligation des sanctions financières et pénales pouvant aller jusqu'à 2 ans d'emprisonnement et 75 000 € d'amende sont prévues.

En pratique, le dispositif de délestage repose sur la réalisation par les gestionnaires de réseaux d'enquêtes annuelles auprès des consommateurs disposant d'une consommation annuelle supérieure à 5 GWh. Ces enquêtes visent à recueillir :

- les moyens de contact et coordonnées à utiliser pour la transmission des ordres de délestage par le gestionnaire de réseau ;
- les conséquences économiques majeures subies en cas de réduction ou d'arrêt de la consommation de gaz naturel, ainsi que le niveau d'alimentation en gaz naturel en-dessous duquel ces conséquences économiques majeures sont susceptibles d'être observées.

A l'issue de ces enquêtes les préfets établissent par arrêté :

- la liste des consommateurs consommant plus de 5 GWh/an assurant des missions d'intérêt général liées à la satisfaction des besoins essentiels de la nation, en matière notamment d'administration, d'éducation, de sécurité, de défense et de santé ;
- la liste des consommateurs consommant plus de 5 GWh/an ne rentrant pas dans la précédente catégorie mais qui sont susceptibles de subir des conséquences économiques majeures en cas de réduction ou d'arrêt de leur consommation de gaz naturel, ainsi que pour chacun de ces consommateurs le niveau d'alimentation en gaz naturel en-dessous duquel ces conséquences économiques majeures sont susceptibles d'être observées.

Sur la base de ces listes, le décret n° 2022-495167 prévoit que les consommateurs de gaz naturel sont délestés selon l'ordre de priorité suivant :

- les consommateurs de gaz naturel consommant plus de 5 GWh/an ne figurant dans aucune des deux listes préfectorales, et, d'autre part, les consommateurs figurant dans la liste des consommateurs susceptibles de subir des conséquences économiques majeures mais uniquement, pour chacun de ces consommateurs, jusqu'au niveau d'alimentation lui permettant de ne pas subir ces conséquences économiques majeures, ou, en ce qui concerne les moyens de production d'électricité, jusqu'au niveau d'alimentation susceptible de remettre en cause la sécurité d'approvisionnement en électricité ;
- puis, sont délestés les consommateurs mentionnés dans la liste des consommateurs susceptibles de subir des conséquences économiques majeures en cas de délestage, sans considération du niveau minimal d'alimentation permettant d'éviter ces conséquences ;
- enfin, est délesté le reste des consommateurs, soit les consommateurs de gaz naturel consommant moins de 5 GWh/an et les consommateurs mentionnés dans la liste des consommateurs assurant des missions d'intérêt général liées à la satisfaction des besoins essentiels de la nation.

---

<sup>167</sup> Décret n° 2022-495 du 7 avril 2022 relatif au délestage de la consommation de gaz naturel et modifiant le code de l'énergie

## 4. La protection des consommateurs

Agir dans l'intérêt du consommateur est le fil rouge qui guide l'action de la CRE dans toutes ses composantes : prix, qualité de service, innovation, sécurité d'approvisionnement, enjeux de transition énergétique et, enfin, résilience des systèmes (infrastructures physiques et marchés). Il convient toutefois d'apporter quelques précisions supplémentaires qui ne ressortent pas nécessairement des parties 2 et 3 dédiées aux marchés de l'électricité et du gaz.

### 4.1. Questions et réclamations

Commun aux marchés de l'électricité et du gaz naturel, energie-info.fr est un outil fournissant aux consommateurs résidentiels et petits professionnels d'énergie l'ensemble des informations nécessaires concernant leurs droits, la législation en vigueur et les voies de règlement des litiges à leur disposition. Il permet aux consommateurs de poser une question, de comparer les offres d'énergie et d'être conseillés et assistés dans le cadre d'un litige avec une entreprise du secteur de l'énergie. Il affiche également le taux de saisines en médiation pour chaque fournisseur, en complément des informations nécessaires à la comparaison des offres.

En 2024, au total, 3,6 millions de consommateurs ont été informés par le médiateur national de l'énergie. Environ 106 999 consommateurs ont appelé le numéro vert energie-info, dont 40 % ont préféré parler à un conseiller, tandis que les autres ont utilisé le serveur vocal pour écouter la liste des fournisseurs. 3,6 millions de consommateurs ont utilisé un des sites internet du médiateur, dont 3,2 millions le site energie-info et 1,9 millions le comparateur d'offres.

En 2024, le médiateur national de l'énergie a enregistré 29 460 litiges portant sur l'électricité, le gaz et les autres énergies de chauffage (fioul, GPL, bois), contre 27 350 en 2023, directement (par courrier ou sur SOLLEN, sa plateforme de règlement des litiges en ligne) ou via son service d'information energie-info de la part de consommateurs résidentiels, professionnels et non professionnels. Parmi ces réclamations, 7 142 sont des litiges recevables (saisine écrite, délais respectés et entrant dans le champ de compétence du médiateur). Le médiateur note une baisse générale conséquente des litiges liés aux évolutions de prix (- 19 %).

7 941 médiations ont été menées à terme en 2024. Il a fallu 131 jours en moyenne pour instruire un litige recevable, contre 137 jours en 2023. 58 % des dossiers ont donné lieu à un accord amiable et au total, les opérateurs se sont rangés à l'avis du médiateur dans 90 % des cas.

Enfin, 93 % des personnes sondées se disent prêts à recommander le médiateur national de l'énergie à un proche, et 82 % des personnes se disent satisfaites des actions du médiateur.

### 4.2. La protection des clients vulnérables

Des dispositions sociales en vue de la protection des consommateurs vulnérables (exclusivement des clients particuliers et non des entreprises) ont été adoptées en application de loi n°2015-992 du 17 août 2015 dite de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) avec l'instauration d'un « chèque énergie » octroyant aux ménages disposant de revenus modestes une aide pour payer les factures d'énergie.

#### 4.2.1. Electricité

Les personnes en situation de précarité peuvent bénéficier d'un dispositif permettant de « préserver ou garantir l'accès à l'électricité ».

La LTECV a instauré un « chèque énergie » octroyant aux ménages disposant de revenus modestes une aide pour payer les factures d'énergie. Les dispositions relatives au « chèque énergie » ont été codifiées aux articles L. 124-1 à L. 124-5 du code de l'énergie.

Le chèque énergie a été généralisé à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2018, en remplacement des tarifs sociaux. Ce chèque énergie, d'un montant pouvant aller jusqu'à 277 €<sup>168</sup>, est attribué sur la base d'un critère fiscal

---

<sup>168</sup> Arrêté du 26 décembre 2018 modifiant le plafond et la valeur faciale du chèque énergie

unique<sup>169</sup>, en tenant compte du niveau de revenu et de la composition des ménages. Ce dispositif permet donc aux ménages bénéficiaires de régler leur facture d'énergie, quel que soit leur moyen de chauffage (électricité, gaz naturel, GPL, fioul, bois, etc.). S'ils le souhaitent, les bénéficiaires peuvent également utiliser le chèque pour financer une partie des travaux d'économies d'énergie qu'ils engagent dans leur logement.

Le montant moyen du chèque énergie est d'environ 150 € (contre environ 114 € en moyenne pour les tarifs sociaux). Le montant du chèque énergie est modulé selon le niveau de revenus et la composition du ménage bénéficiaire. Avec le chèque énergie, l'aide ne dépend plus de l'énergie de chauffage, alors que le niveau d'aide dans le cadre des tarifs sociaux pouvait varier du simple au triple.

Le chèque énergie est couvert par la CSPE.

A Saint-Martin et Saint-Barthélemy, le tarif de première nécessité (TPN) introduit par l'article 4 de la loi n°2000-108 est toujours en vigueur dans la mesure où les dispositions réglementaires relatives au chèque énergie n'ont pas été adoptées. Ce dispositif permet aux personnes en situation de précarité énergétique, sur critères de ressources, de bénéficier d'un tarif spécifique auprès du fournisseur de leur choix consistant en une remise forfaitaire dépendant de la composition du foyer et de l'abonnement. 48 624 € ont été versés en 2024. Le montant prévisionnel pour 2025 et 2026 est aussi de 48 624 € par année.

Il est régulièrement question, dans les délibérations des collectivités territoriales de ces deux territoires, d'une adoption des dispositions du code de l'énergie relatives au chèque énergie. Dans les faits, toutefois, ce déploiement ne paraît pas se réaliser, en raison notamment de l'absence, dans ces deux îles, de taxe d'habitation.

Le décret n°2008-780 du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau prévoit que les bénéficiaires du chèque énergie ont aussi droit à la gratuité de la mise en service et à une réduction de 80 % des frais de déplacement en cas de coupure pour impayés.

Les coûts supportés par les fournisseurs à ce titre sont intégrés au périmètre des charges de service public de l'énergie. Ces charges se sont élevées à 1,8 M€ en 2024, et sont anticipées à 3,2 M€ en 2025 et 2,2 M€ en 2026.

L'article L. 115-3 alinéa 3 du code de l'énergie interdit les interruptions de fournitures pour impayés entre le 1<sup>er</sup> novembre et le 31 mars, y compris par résiliation de contrat. Seules des réductions de puissance seront possibles pendant cette période sauf pour les consommateurs bénéficiaires du chèque énergie. Ces dispositions sont complétées par un décret du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau<sup>170</sup>.

En complément du chèque énergie, en application de l'article L. 121-8 du code de l'énergie, les consommateurs en difficulté peuvent bénéficier d'un service de maintien de l'énergie et d'une aide au paiement de leurs factures en liaison avec les services sociaux, à travers le Fonds de solidarité pour le logement (FSL) encadré par un décret du 2 mars 2005<sup>171</sup>. Les coûts supportés par les fournisseurs intégrés au périmètre des charges de service public de l'énergie. Ces charges se sont élevées à 28,5 M€ en 2024, et sont anticipées à 29,7 M€ en 2025 et 30,9 M€ en 2026.

En outre, des dispositions réglementaires<sup>172</sup> ont été adoptées afin de prévoir une offre gratuite de transmission des données de consommation d'électricité en temps réel aux consommateurs bénéficiaires du chèque énergie. Cette offre est systématiquement proposée par les fournisseurs d'électricité depuis le 1<sup>er</sup> octobre 2022. Le coût du dispositif est compensé par les charges de service public de l'énergie. Ces charges se sont élevées à 1,3 M€ en 2024 et sont anticipées à 3,2 M€ en 2025 et 2,3 M€ en 2026.

---

<sup>169</sup> Article 1 : Le bénéfice du chèque énergie est ouvert aux ménages dont le revenu de référence annuel par unité de consommation est inférieur à 10 800 €

<sup>170</sup> Décret n° 2008-780 du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau

<sup>171</sup> Décret n°2005-212 du 2 mars 2005 relatif aux fonds de solidarité pour le logement

<sup>172</sup> Décret n°2021-608 du 19 mai 2021 relatif à l'offre de transmission des données de consommation d'électricité et de gaz naturel aux consommateurs précaires

La CRE réalisera une évaluation technico-économique de ce dispositif au plus tard le 1<sup>er</sup> avril 2026.

### 4.2.2. Gaz

La LTECV a instauré un « chèque énergie » octroyant aux ménages disposant de revenus modestes une aide pour payer les factures d'énergie. Les dispositions relatives au « chèque énergie » ont été codifiées aux articles L. 124-1 à L. 124-5 du code de l'énergie.

Le chèque énergie a été généralisé à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2018, en remplacement des tarifs sociaux. Ce chèque énergie, d'un montant pouvant aller jusqu'à 277 €<sup>173</sup>, est attribué sur la base d'un critère fiscal unique, en tenant compte du niveau de revenu et de la composition des ménages. Ce dispositif permet donc aux ménages bénéficiaires de régler leur facture d'énergie, quel que soit leur moyen de chauffage (électricité, gaz naturel, GPL, fioul, bois...). S'ils le souhaitent, les bénéficiaires peuvent également utiliser le chèque pour financer une partie des travaux d'économies d'énergie qu'ils engagent dans leur logement.

Le montant moyen du chèque énergie est d'environ 200 € (contre environ 114 € en moyenne pour les tarifs sociaux). Le montant du chèque énergie est modulé selon le niveau de revenu et la composition du ménage bénéficiaire. Avec le chèque énergie, l'aide ne dépend plus de l'énergie de chauffage, alors que le niveau d'aide dans le cadre des tarifs sociaux pouvait varier du simple au triple.

Le chèque énergie est couvert par la CSPE.

En complément du chèque énergie, en application de l'article L. 121-8 du code de l'énergie, les consommateurs en difficulté peuvent bénéficier d'un service de maintien de l'énergie et d'une aide au paiement de leurs factures en liaison avec les services sociaux, à travers le Fonds de solidarité pour le logement (FSL) encadré par un décret du 2 mars 2005<sup>174</sup>.

En outre, des dispositions réglementaires ont été adoptées afin de prévoir une offre gratuite de transmission des données de consommation de gaz naturel aux consommateurs bénéficiaires du chèque énergie. Cette offre est systématiquement proposée par les fournisseurs de gaz naturel depuis le 1<sup>er</sup> octobre 2022. Le coût du dispositif est compensé par les charges de service public de l'énergie.

La CRE réalisera une évaluation technico-économique de ce dispositif au plus tard le 1<sup>er</sup> avril 2026.

L'article R. 124-16 I. du code de l'énergie relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau prévoit que les bénéficiaires du chèque énergie ont aussi droit à la gratuité de la mise en service et à une réduction de 80 % des frais de déplacement en cas de coupure pour impayés. Les coûts supportés par les fournisseurs à ce titre sont intégrés au périmètre des charges de service public de l'énergie. Ces charges se sont élevées à 1,3 M€ en 2024, et devraient atteindre 1,8 M€ en 2025 et 1,4 M€ en 2026.

L'article L. 115-3 alinéa 3 du code de l'énergie interdit les interruptions de fournitures pour impayés entre le 1<sup>er</sup> novembre et le 31 mars, y compris par résiliation de contrat. Ces dispositions sont complétées par l'article R. 124-16 I. du code de l'énergie relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau.

### 4.2.3. Les mesures d'urgence relatives à la pandémie de COVID-19 et au contexte des prix de l'énergie élevés, à destination des consommateurs

#### 4.2.3.1. Boucliers tarifaires et amortisseurs

##### Boucliers tarifaires électricité & gaz

Face à la hausse exceptionnelle des prix de gros de l'électricité et du gaz naturel depuis le deuxième semestre 2021, le Gouvernement a mis en place des mesures de protection du consommateur dans le cadre de la loi de finances pour 2022 qui a limité l'augmentation des TRVE à 4 % TTC en moyenne au 1<sup>er</sup> février 2022, et a entériné le gel des TRVG à leurs niveaux d'octobre 2021. La loi de finances pour 2022, la loi de finance rectificative pour 2022, et la loi de finance pour 2023 ont prévu des dispositifs de compensation, *via* les charges de service public de l'énergie (CSPE), des pertes de recettes supportées

---

<sup>173</sup> Arrêté du 26 décembre 2018 modifiant le plafond et la valeur faciale du chèque énergie

<sup>174</sup> Décret n°2005-212 du 2 mars 2005 relatif aux fonds de solidarité pour le logement

par les fournisseurs proposant les TRV et des offres de marché, pour l'année 2022 et le mois de janvier 2023.

Le bouclier tarifaire a été reconduit et étendu à un plus grand nombre de consommateurs par la loi de finances pour 2023. A cet effet, les gels des tarifs réglementés de vente (TRV) ont été reconduits en intégrant une augmentation de leurs niveaux de 15 % toutes taxes comprises au 1<sup>er</sup> janvier pour les TRVG et au 1<sup>er</sup> février pour les TRVE, de même pour les dispositifs de compensation dans le cadre des CSPE des pertes de recettes pour les TRV et les offres de marché. Le bouclier gaz n'a pas été reconduit au second semestre 2023.

La loi a prévu, pour soutenir la trésorerie des fournisseurs, des dispositifs d'acomptes en cours d'année pour tous les fournisseurs. Ils sont renforcés par un dispositif d'acompte plus rapide en début d'année pour les fournisseurs de gaz ayant moins de 500 000 clients concernés, et d'avance en début d'année sur les acomptes jusqu'à juillet pour les fournisseurs d'électricité de moins d'un million de clients résidentiels qui en ont fait la demande.

La loi encadre plus fermement en 2023 les limites aux compensations à verser aux fournisseurs :

- limitation de la compensation à des réductions de factures allant jusqu'aux « niveaux gelés » des TRV, par offre et à l'échelle du portefeuille ;
- extension au bouclier électricité de la limite des compensations au niveau nécessaire à la couverture des coûts d'approvisionnement (déjà présente pour le bouclier gaz).

Par ailleurs, les fournisseurs d'électricité doivent s'acquitter d'un montant redevable au titre du bouclier tarifaire 2022. Ce montant est calculé par l'application d'un montant unitaire sur l'assiette des volumes de clients résidentiels et petits professionnels éligibles au bouclier tarifaire en 2023.

### **Amortisseur et Sur-Amortisseur**

Les amortisseurs, nouveau dispositif de 2023, concernent les TPE, PME, collectivités et associations. Les fournisseurs appliquent des réductions de prix obligatoires aux clients ayant déclaré leur éligibilité, et sont compensés du même montant. La réduction de prix est définie comme suit :

- pour les TPE ayant signé des contrats de puissance <36 kVA en 2022 : le prix situé entre 230 et 1730 €/MWh appliqué à 100 % des volumes (dans la limite de 90 % de la consommation historique) ;
- pour les autres clients éligibles, le prix situé entre 180 et 500 €/MWh appliqué à 50 % des volumes (dans la limite de 90 % de la consommation historique).

Les dispositifs d'acomptes et d'avances sont confondus avec ceux du bouclier électricité.

Là aussi, la loi prévoit une limite de la compensation au niveau de la couverture des coûts d'approvisionnement.

#### **4.2.3.1.1. Amortisseurs électricité en 2024**

La loi de finances pour 2024<sup>175</sup> prévoit la prolongation des dispositifs amortisseurs pour l'année 2024 pour tous les contrats signés avant le 30 juin 2023. La réduction de prix est définie comme suit :

- pour les TPE : le prix situé au-dessus de 230 €/MWh appliqué à 100 % des volumes (dans la limite de 90 % de la consommation historique) ;
- pour les autres clients éligibles, le prix situé au-dessus de 250 €/MWh appliqué à 75 % des volumes (dans la limite de 90 % de la consommation historique).

Les fournisseurs approvisionnant moins de 100 000 clients ont pu bénéficier d'un guichet d'acomptes versés en une fois pour la période janvier à avril 2024, puis mensuellement, et évalués par la CRE dans une délibération<sup>176</sup>.

---

<sup>175</sup> [www.legifrance.gouv.fr](http://www.legifrance.gouv.fr)

<sup>176</sup> [Délibération de la CRE du 21 mars 2024 relative à l'évaluation des acomptes versés aux fournisseurs d'électricité pour la compensation des pertes de recettes définies à l'article 225 de la loi de finances pour 2024](#)

#### 4.2.3.1.2. Traitements et contrôles effectués par la CRE

##### Dispositifs de 2022

La CRE a continué en 2023, en 2024 et en 2025 à travailler sur les montants de charges de service public de l'énergie dans le cadre du bouclier tarifaire 2022 sur le gaz naturel et l'électricité. En juillet 2023, la CRE a évalué les charges réalisées au titre de ces dispositifs. Elle s'est appuyée sur les déclarations transmises par les fournisseurs, attestées par leurs commissaires aux comptes concernant les pertes prévisionnelles et constatées. La CRE a notamment veillé à contrôler l'application de la compensation dans la limite de la couverture des coûts d'approvisionnement pour le gaz, et à l'application de la compensation au titre des seuls clients identifiés concernant les petits professionnels pour l'électricité.

Certains fournisseurs de gaz et d'électricité ont remis en 2024 et en 2025 à la CRE des déclarations de reliquats au titre des dispositifs 2022. Celles-ci ont été appréciés suivant la même méthodologie que les pertes réalisées évaluées en 2023, et ont été évaluées par la CRE dans le cadre de l'évaluation annuelle des CSPE respectivement de juillet 2024 et de juillet 2025.

Type d'exercice	Date de la délibération	Pertes totales estimées sur la période	Montant d'acompte versé
<b>Pertes constatées 2022</b>	13/07/2023 <sup>177</sup>	3 495,2 M€	N.A.
<b>Réévaluation des pertes constatées 2022 pour les cas de reliquats</b>	11/07/2024 <sup>178</sup>	3 504,5 M€	N.A.
<b>Réévaluation des pertes constatées 2022 pour les cas de reliquats</b>	09/07/2025	3 514,6 M€	N.A.

**Figure 53 Récapitulatif des délibérations portant sur les montants d'acomptes et/ou de charges liées au bouclier tarifaire 2022 en gaz**

Type du guichet	Date de la délibération	Pertes totales estimées sur la période	Montant d'acompte versé sur la période	Montant redevable à reverser à l'Etat en 2023
<b>Pertes constatées 2022</b>	13/07/2023 <sup>179</sup>	825,9 M€	N.A.	984,8 M€
<b>Réévaluation des pertes constatées 2022 pour les cas de reliquats</b>	11/07/2024	869,1 M€	N.A.	930,4 M€

**Figure 54 Récapitulatif des délibérations portant sur les montants d'acomptes et/ou de charges liées au bouclier tarifaire 2022 en électricité**

<sup>177</sup> Délibération de la CRE du 13 juillet 2023 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2024 et à la réévaluation des charges de service public de l'énergie pour 2023

<sup>178</sup> Délibération de la CRE du 11 juillet 2024 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2025 et à la réévaluation des charges de service public de l'énergie pour 2024

<sup>179</sup> Délibération de la CRE du 13 juillet 2023 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2024 et à la réévaluation des charges de service public de l'énergie pour 2023

## Dispositifs de 2023

La CRE s'est prononcée à plusieurs reprises sur les montants d'acomptes et/ou de charges de service public de l'énergie dans le cadre du bouclier tarifaire 2023 sur le gaz naturel et l'électricité, ainsi que sur les dispositifs amortisseur et sur-amortisseur. Elle s'est appuyée sur les déclarations transmises par les fournisseurs, attestées par leurs commissaires aux comptes concernant les pertes prévisionnelles et constatées. La CRE a notamment veillé à contrôler la crédibilité des volumes déclarés, la limitation de la compensation au niveau du TRV gelé, et la répercussion effectivement prévue des compensations dans la limite du montant total de compensation disponible.

La CRE a également accompagné et suivi la mise en œuvre des boucliers et amortisseurs par les fournisseurs, en collectant des informations sur les réductions de prix effectivement réalisées en cours d'année 2023, et en organisant des guichets d'information permettant aux fournisseurs d'anticiper précisément les compensations auxquelles ils étaient éligibles.

L'exercice d'évaluation en juillet 2024 des pertes réalisées au titre du bouclier électricité 2023 prend en compte l'application des trois contraintes prévues par la loi de finances pour 2023 pour les boucliers tarifaires :

- La première contrainte, visant à contrôler que le prix de l'électricité facturée au client n'est pas inférieur au prix de l'électricité des TRV gelés ;
- La deuxième contrainte, visant à contrôler que les pertes compensées correspondent à des montants répercutés par les fournisseurs *via* leurs prix réduits, et n'excèdent pas le montant nécessaire pour ramener l'intégralité des offres du fournisseur au prix de l'énergie des TRV gelés ;
- La troisième contrainte, visant à contrôler que les pertes de recettes des fournisseurs sont compensées « dans la limite de la couverture des coûts d'approvisionnement effectivement supportés ».

L'exercice d'évaluation en juillet 2024 des pertes réalisées au titre des amortisseurs électricité 2023 prend en compte l'application de la troisième contrainte, visant à contrôler que les pertes de recettes des fournisseurs sont compensées « dans la limite de la couverture des coûts d'approvisionnement effectivement supportés ».

Pour les amortisseurs, l'évaluation de juillet 2024 est réalisée sur la base de déclarations provisoires. Une mise à jour a été réalisée en décembre 2024 afin de réévaluer les charges au titre des dispositifs électricité 2023 et en particulier au titre des amortisseurs électricité 2023.

***Certains fournisseurs de gaz et d'électricité ont remis en 2025 à la CRE des déclarations de reliquats au titre des dispositifs boucliers tarifaires et amortisseurs 2023. Celles-ci ont été appréciés suivant la même méthodologie que les pertes réalisées évaluées en 2024, et ont été évaluées par la CRE dans le cadre de l'évaluation annuelle des CSPE respectivement de de juillet 2025.***

Type du guichet	Date de la délibération	Numéro de la délibération	Pertes totales estimées sur la période	Montant d'acompte de début d'année
<b>Guichet d'acompte pour 2023</b>	25/01/2023	2023-32	1 805,6 M€	281,1 M€
<b>Pertes prévisionnelles pour 2023</b>	13/07/2023	2023-200	1 350,5 M€	N.A.
<b>Pertes constatées pour 2023</b>	11/07/2024	2024-139	1 335,6 M€	N.A.
<b>Réévaluation des pertes constatées 2023 pour les cas de reliquats</b>	10/07/2025	2025-180	1 336,0 M€	N.A.

**Figure 55 Récapitulatif des délibérations portant sur les montants d'acomptes et/ou de charges liées au bouclier tarifaire 2023 en gaz**

Type du guichet	Date de la délibération	Numéro de la délibération	Pertes totales estimées sur la période	Montant d'acompte de début d'année
<b>Guichet d'acompte pour 2023</b>	16/02/2023	2023-61	27 603,8 M€	6 094 M€ + 483 M€ d'avance
<b>Second guichet d'acompte pour 2023</b>	13/04/2023	2023-106	27 196,0 M€	5 686 M€ + 483 M€ d'avance
<b>Pertes prévisionnelles pour 2023</b>	13/07/2023	2023-200	23 561,1 M€	N.A.
<b>Réévaluation des pertes prévisionnelles pour 2023</b>	21/09/2023	2023-293	23 522,6 M€	N.A.
<b>Pertes constatées pour 2023</b>	11/07/2024	2024-139	20 162,0 M€	N.A.
<b>Réévaluation des pertes constatées au titre des dispositifs électricité 2023</b>	05/12/2024	2024-216 <sup>180</sup>	20 253,0 M€	N.A.
<b>Réévaluation des pertes constatées 2023 pour les cas de reliquats</b>	10/07/2025	2025-180	20 278,6 M€	N.A.

**Figure 56 Récapitulatif des délibérations portant sur les montants d'acomptes et/ou de charges liées au bouclier tarifaire 2023 et amortisseurs 2023 en électricité**

### Dispositifs de 2024

La CRE a réalisé en 2024 l'évaluation prévisionnelle des pertes de recette au titre des amortisseurs électricité 2024 suivant la même méthodologie que celle définie pour les amortisseurs 2023, en particulier prenant en compte l'application de la troisième contrainte, visant à contrôler que les pertes de recettes des fournisseurs sont compensées « dans la limite de la couverture des coûts d'approvisionnement effectivement supportés ».

L'évaluation de juillet 2025 évalue les pertes constatées au titre des amortisseurs 2024 suivant la même méthodologie que les amortisseurs 2023 et est réalisée sur la base de déclarations provisoires. Une mise à jour sera réalisée avant le 15 décembre 2025 sur la base de déclarations finales à recevoir avant le 30 septembre 2025.

<sup>180</sup> Délibération de la CRE du 5 décembre 2024 relative à la réévaluation des charges de service public de l'énergie à compenser en 2024 et en 2025 pour le bouclier tarifaire et les amortisseurs

Type du guichet	Date de la délibération	Numéro de la délibération	Pertes totales estimées sur la période	Montant d'acompte de début d'année
Guichet d'acompte pour 2024	21/03/2024	2024-60	29,6 M€	9,9 M€
Pertes prévisionnelles pour 2024	11/07/2024	2024-139	356,4 M€	N.A.
Pertes constatées pour 2024	10/07/2025	2025-180	149,2 M€	N.A.

**Figure 57 Récapitulatif des délibérations portant sur les montants d'acomptes et/ou de charges liées aux amortisseurs 2024 en électricité**

#### 4.2.3.1.3. Synthèse des charges évaluées

Les pertes de recettes pour les fournisseurs d'électricité et de gaz naturel au titre des boucliers tarifaires et amortisseurs appliqués entre le 1<sup>er</sup> novembre 2021 et le 31 décembre 2024 constituent des charges de service public de l'énergie.

Le montant total des charges réalisées liées aux amortisseurs à compenser au titre de 2024 s'élève à 149,2 M€.

Le montant total des charges liées aux boucliers et amortisseurs au titre de 2023 s'élève à 21 614,6 M€, dont 20 278,6 M€ pour les fournisseurs d'électricité et 1 336,0 M€ pour les fournisseurs de gaz naturel. Ces montants intègrent une évolution de +116,8 M€ pour les charges électricité et de +0,4 M€ pour les charges gaz par rapport à la délibération 2024-139 du 11 juillet 2024 ainsi qu'une évolution d'environ +25,6 M€ par rapport à la délibération 2024-216 du 05 décembre 2024 relative à la réévaluation des charges au titre des dispositifs électricité 2023.

Le montant total des charges liées au bouclier tarifaire gaz au titre de 2021 et 2022 augmente de 10,1 M€ par rapport à l'évaluation de la délibération 2024-139 du 11 juillet 2024.

#### 4.2.4. Au sortir de la crise, la CRE renforce son cadre de surveillance et de réglementation au bénéfice des consommateurs

##### 4.2.4.1. La mise en place des lignes directrices pour le renforcement de la transparence et de la lisibilité des offres et des contrats d'énergie

Dès la fin de l'année 2023, tirant les leçons de ses constatations au cours de la crise des prix de l'énergie des années 2021 à 2023, la CRE a engagé à partir du mois d'avril 2024 une réflexion avec les fournisseurs d'électricité et de gaz naturel, les associations de consommateurs, le médiateur national de l'énergie et les parties prenantes institutionnelles afin de renforcer l'information et la protection des consommateurs.

Cette réflexion a abouti à la publication le 11 juillet 2024 des lignes directrices pour le renforcement de l'information et de la protection des consommateurs. Ces lignes directrices sont constituées de 13 mesures s'apparentant à des bonnes pratiques et portant sur les phases de souscription et d'exécution du contrat.

A la souscription, elles visent à améliorer la qualité et la transparence de l'information via :

- la mise en place d'une typologie des offres partagée entre tous les acteurs ;
- la présentation d'une estimation de facture annuelle, qui embarque un indice de confiance ;
- l'évolution de la fiche harmonisée de description des offres ;
- une clarification du devoir de conseil du fournisseur, et de son engagement sur le prix.

En cours de contrat, elles garantissent une meilleure connaissance du client du prix de son offre et de ses évolutions à travers :

- la notification spontanée par le fournisseur en cas de changement de prix à son initiative ;
- la révision de l'échéancier de paiement en cas d'écart ;
- l'harmonisation de la mise à disposition d'informations (prix, conso HPHC) ;
- la clarification des conditions de renouvellement de contrat, ainsi que des dispositions à l'expiration du contrat.

Les lignes directrices révisent également la fiche descriptive harmonisée entre les fournisseurs. Ces fiches ont pour objectifs :

- de fournir aux consommateurs des informations synthétiques sur les caractéristiques et les conditions de l'offre de fourniture ;
- d'aider le consommateur à comparer les offres proposées par les fournisseurs.

Les travaux de concertation menés par la CRE en 2008 avait conduit à l'élaboration de fiches descriptives des offres, mises en œuvre par la plupart des fournisseurs. Celles-ci ne faisaient toutefois pas l'objet d'une obligation de présentation et ces derniers étaient libres dans la présentation des informations.

A la date de publication de ce rapport, 84 fournisseurs nationaux et locaux se sont engagés à les respecter, couvrant plus de 99 % des foyers de consommateurs résidentiels en gaz comme en électricité. La CRE a publié le 25 septembre 2024 ses modalités de contrôle de la bonne application des lignes directrices. La CRE s'assurera la bonne mise en œuvre de ces engagements et rendra régulièrement compte de ceux-ci.

La CRE prévoit d'élargir le périmètre d'application aux très petites entreprises, aux syndicats de copropriétés, aux associations et aux petites collectivités à l'été 2025.

#### 4.2.4.2. Le contrôle de la cohérence économique des offres

Les fournisseurs d'électricité et de gaz supportent un ensemble de coûts dont la ventilation dans les offres de fourniture varie selon leur propre stratégie. Ces coûts évoluent selon le niveau de service proposé, les caractéristiques propres du consommateur ou encore la stratégie commerciale du fournisseur. A la suite de la crise exceptionnelle de l'énergie en 2022-2023 et dans le cadre de sa mission de concourir au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel, la CRE a engagé des réflexions visant à renforcer la protection des consommateurs et à améliorer le fonctionnement du marché de détail.

Dans ce contexte la CRE a le pouvoir de surveiller la cohérence des offres faites aux consommateurs. L'article L.131-2 alinéa 4 du code de l'Energie dispose en effet que la CRE « **surveille la cohérence des offres [...] faites par les producteurs, négociants et fournisseurs, notamment vers les consommateurs finals**, avec leurs contraintes économiques et techniques, le cas échéant leurs conditions d'approvisionnement par l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique mentionné à l'article L. 336-1. [...] **Elle peut formuler des avis et proposer toute mesure favorisant le bon fonctionnement et la transparence, notamment en matière de prix, du marché de détail.** »

Dans sa délibération du 30 mai 2024<sup>181</sup>, la CRE a ainsi précisé le cadre dans lequel elle exercera à l'avenir sa surveillance de la cohérence des offres des fournisseurs. Ce contrôle de cohérence de la CRE portera sur les prix des offres disponibles à la souscription pour les nouveaux clients, et sur les prix en cours de contrat, pour lesquels des évolutions interviennent avant la fin du contrat.

Alors que ce contrôle sera opéré de manière *ad hoc* pour les offres des moyens et grands consommateurs, afin de tenir compte de la diversité des situations, il deviendra systématique pour le marché des petits consommateurs, résidentiels dans un premier temps.

Le contrôle systématique des prix et de leur évolution a pour finalité la détection et la dissuasion de pratiques commerciales défavorables aux consommateurs finaux. Les évolutions de prix les plus

---

<sup>181</sup> Délibération du 30 mai 2024 portant communication sur le contrôle de la cohérence des offres proposées par les fournisseurs d'électricité et de gaz naturel

importantes, et les offres dont le prix indique des marges anormales vis-à-vis des coûts supportés pour leur fourniture donneront alors lieu à une analyse plus approfondie. Dans le cas où la CRE identifierait une situation anormale, le fournisseur devra justifier l'origine de la déviation tarifaire sur la base d'éléments objectivables (par exemple, en explicitant sa stratégie d'approvisionnement).

Des mesures correctives pourront être mises en place selon la nature de la situation : demande de correction, demande d'envoi d'informations aux consommateurs ou encore saisine de l'Autorité de la concurrence ou de la Direction Générale de la Concurrence, de la Consommation et de la Répression des Fraudes (DGCCRF).

#### 4.2.4.3. Une régulation prudentielle pour garantir la solvabilité et la résilience des acteurs

La Directive (UE) 2024/1711 du Parlement et du Conseil du 13 juin 2024 concernant l'amélioration de l'organisation du marché de l'électricité de l'Union (« Directive EMD ») comporte une disposition relative à la régulation prudentielle :

L'article 18bis (1) du projet de Directive prévoit notamment l'obligation de contrôle des risques induits par les stratégies de couverture des fournisseurs. Il dispose à ce titre que :

*« Les autorités de régulation, ou lorsqu'un État membre a désigné une autre autorité compétente indépendante à cette fin, cette autorité compétente désignée, compte tenu de la taille du fournisseur ou de la structure du marché et y compris, le cas échéant, en procédant à des tests de résistance, veillent à ce que les fournisseurs :*

- aient mis en place et en œuvre des stratégies de couverture appropriées pour limiter le risque généré par des évolutions dans la fourniture en gros d'électricité pour la viabilité économique de leurs contrats avec les clients, tout en maintenant la liquidité sur les marchés à court terme et les signaux de prix qui en émanent ;*
- prennent toutes les mesures raisonnables en vue de limiter le risque de défaillance de la fourniture ».*

Les Etats membres avaient jusqu'au 17 janvier 2025 pour transposer la directive dans leur droit national. Un projet de transposition est en cours de préparation. En ce qui concerne le marché français de la fourniture, le nombre de faillites de fournisseurs a été limité au cours de la crise. Néanmoins, la période a tout de même mis en évidence des comportements risqués de certains fournisseurs, en particulier s'agissant de l'inadéquation entre leurs engagements à l'aval sur leurs offres de fourniture et la couverture de ces offres en amont.

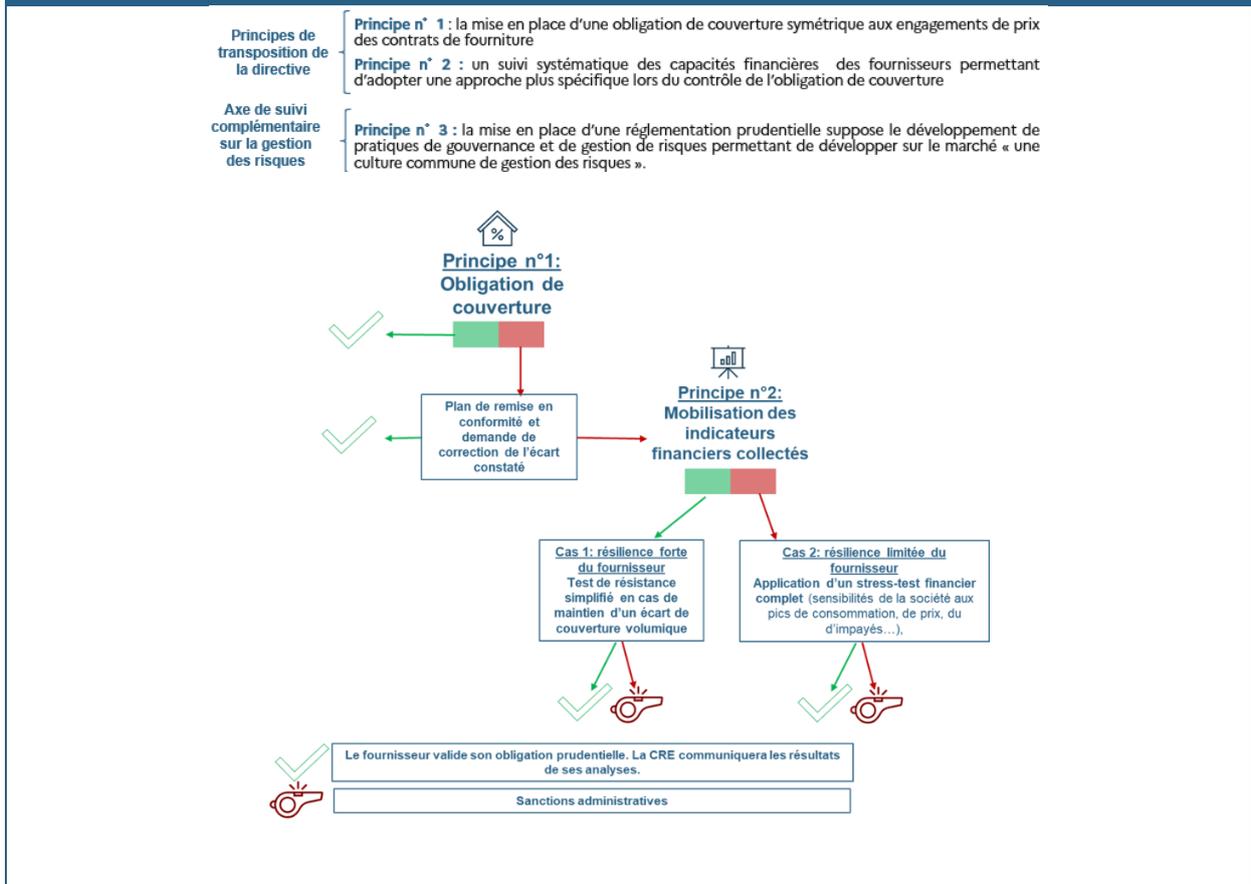
C'est pourquoi, dans la lignée de la directive 2024/1711 du 13 juin 2024, la CRE a engagé une réflexion pour définir les conditions d'une pratique raisonnable du métier de fourniture d'énergie, afin de pouvoir en contrôler le respect par l'ensemble des acteurs. Cette régulation prudentielle n'a pas pour objectif de réduire à zéro le risque de faillite, dans la mesure où il n'est pas souhaitable de maintenir à tout prix un fournisseur inefficace sur le marché. Par ailleurs, l'existence du dispositif de fournisseur de secours permet de couvrir opérationnellement les conséquences d'une faillite de fournisseur, et d'en limiter les surcoûts pour le client.

Par conséquent, la CRE a proposé d'utiliser en première instance un critère de couverture en volume des engagements contractuels dans les contrats de fourniture. Ce principe viserait à normaliser dans la réglementation une stratégie d'approvisionnement raisonnable et averse au risque, partagée par la majorité des acteurs au cours de la crise. Elle permettrait par ailleurs :

- de limiter les contraintes opérationnelles en phase de contrôle par rapport à un système de stress-tests systématique ;
- d'éliminer les risques de barrière à l'entrée, voire d'effets anticoncurrentiels que véhiculeraient des obligations financières.
- de promouvoir une pratique saine par un contrôle lisible et irréfutable.

La CRE a présenté dans le cadre de sa consultation publique du 3 juillet 2024 une première proposition de mécanisme prudentiel. Il s'agissait d'un contrôle séquentiel qui, au premier ordre, vise à contrôler la cohérence des couvertures amont vis-à-vis du volume de vente sujet à engagement de prix (le principe 1), puis d'estimer le risque financier effectivement encouru par le fournisseur en cas de déviation vis-à-vis de la stratégie de couverture de référence (principe 2). La CRE appelle également à un développement additionnel et indépendant de pratiques standardisées de gouvernance et de gestion de risques (principe 3).

Illustration 1 – Synthèse des principes proposés dans le cadre de la régulation prudentielle de la CRE



Les services de la CRE poursuivent depuis, et à la lumière des réponses à cette consultation publique, leurs travaux pour affiner l'architecture, les paramètres et la déclinaison opérationnelle de la proposition.

## 5. Décisions marquantes en matière de sanctions et de règlements de différends

Le comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS), créé en 2006, est composé de quatre membres titulaires et de quatre membres suppléants, avec autant de conseillers d'État que de conseillers à la Cour de cassation. Ceux-ci sont chargés de régler les différends, entre gestionnaires et utilisateurs, portant, notamment, sur l'accès aux réseaux publics, ouvrages et installations d'électricité et de gaz et leur utilisation. Ils sont également chargés de sanctionner les manquements au code de l'énergie et au règlement (UE) n°1227/2011 du 25 octobre 2011 relatif à l'intégrité et à la transparence des marchés de gros de l'énergie, dit règlement « REMIT ».

En 2024, le CoRDIS a comptabilisé 43 saisines, dont 4 demandes de sanction, 37 demandes de règlement de différend et 2 demandes d'interruption de livraisons d'électricité au titre de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH). Pour cette même année, il a rendu 2 décisions en matière de sanction, 20 décisions en matière de règlement de différend – dont 4 prenant acte du désistement du demandeur – et 2 décisions d'interruption de livraisons d'ARENH.

Dans le cadre de son pouvoir de règlement de différends, le CoRDIS a été saisi, à plusieurs reprises, de demandes de mesures conservatoires lui imposant de statuer en urgence. Sur le fond, il a tranché des litiges variés, portant par exemple sur le raccordement, provisoire ou définitif, d'installations de consommation d'électricité, individuelles ou collectives, ainsi que d'installations de production d'électricité, sur les conditions d'utilisation du réseau s'agissant du démantèlement d'un transformateur électrique ou de la rénovation de colonnes montantes électriques, sur la qualité de l'alimentation électrique d'installations de consommation ou encore sur les modalités de remise en conformité d'une installation de consommation d'électricité déjà raccordée au réseau public de distribution.

### 5.1. Décisions rendues en matière de sanctions

#### 5.1.1. CoRDIS, décision du 20 janvier 2025 portant sanction à l'encontre de deux sociétés pour méconnaissance de l'article 5 du REMIT sur les manipulations de marché

Par une décision du 20 janvier 2025, le CoRDIS sanctionne, pour la première fois, une action concertée sur le fondement de l'article 2(2) a) ii) du règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (REMIT) et prononce, pour la première fois également, une injonction de publication, sur le site internet respectif des sociétés sanctionnées, d'une mention relative à la décision de sanction.

Le 13 novembre 2023, la présidente de la CRE a saisi le CoRDIS d'une demande de sanction dirigée contre deux sociétés. Cette demande reposait sur les conclusions d'une enquête ouverte le 17 mars 2021 par la CRE, qui avait constaté, de leur part, des comportements susceptibles d'enfreindre les règles définies par le REMIT.

La première société, de droit danois, active sur les marchés de l'électricité et du gaz à travers une quarantaine de pays, est une filiale détenue à 100 % par la seconde société, de droit norvégien, active sur les marchés de l'énergie pétrolière, du gaz naturel et des énergies renouvelables.

En 2019 et 2020, le point d'interconnexion entre la France et l'Espagne a été considéré comme « congestionné » à la suite de la saturation, par les demandes de réservations de la première société (82.286 kWh/h, soit la capacité maximale) et de la seconde société (1 kWh/h, soit la capacité minimale), aux premiers tours des enchères annuelles de capacités de transport de gaz, ce qui a activé le mécanisme de suppression des multiplicateurs tarifaires prévu par les délibérations de la CRE, diminuant le prix d'acquisition des capacités infra-annuelles. Si la seconde société avait maintenu ses demandes aux tours d'enchères suivants, la première société a ensuite formé des demandes de réservations minimales (1 kWh/h en 2019 et 0 kWh/h en 2020).

A cet égard, le CoRDIS considère, d'abord, que les réservations aux premiers tours des enchères litigieuses effectuées par la première société revêtent un caractère non authentique envoyant un signal faux ou trompeur. Ces réservations sont ainsi constitutives d'une manipulation de marché au sens de l'article 2(2) a) i) du REMIT et, partant, d'un manquement à l'article 5 de ce règlement.

Ensuite, le CoRDIS estime qu'il résulte d'un faisceau d'indices graves, précis et concordants que les réservations des deux sociétés aux enchères litigieuses doivent être regardées comme une action concertée visant à fixer le prix des capacités infra-annuelles à un niveau artificiel, au sens de l'article 2(2) a) ii) dudit règlement.

En conséquence, le CoRDIS estime que les deux sociétés se sont livrées, en 2019 et en 2020, à des manipulations de marché à l'occasion des enchères susmentionnées. Il leur inflige ainsi des sanctions pécuniaires d'un montant de 8 millions d'euros pour l'une, et de 4 millions d'euros pour l'autre.

En outre, le CoRDIS enjoint à ces deux sociétés de publier la décision de sanction dans leurs prochains communiqués financiers, devant également contenir de manière apparente, une mention dont il a décidé le contenu, relative à cette décision de sanction, libellée en langue française, traduite également en langue anglaise et, pour chacune en ce qui la concerne, en langues norvégienne et danoise. Il enjoint aussi à ces deux sociétés d'insérer la mention susvisée sur la page d'accueil de leurs sites internet respectifs, de manière apparente, pendant une durée de trois mois.

- CoRDIS, 20 janvier 2025, n°08-40-23

### **5.1.2. CoRDIS, décision du 22 avril 2025 portant sanction à l'encontre d'une société pour méconnaissance de l'obligation de communication d'informations nécessaires à l'accomplissement des missions de la CRE visée à l'article L. 134-18 du code de l'énergie**

Par une décision du 22 avril 2025, le CoRDIS inflige à une société une sanction pécuniaire d'un montant de 500 000 euros au titre de la méconnaissance, sanctionnée par l'article L. 134-29 du code de l'énergie, de l'obligation de communication d'informations nécessaires à l'accomplissement des missions de la CRE visée à l'article L. 134-18 du même code. Cette décision est la première par laquelle le CoRDIS sanctionne un manquement à l'une des obligations d'information prévues par le code de l'énergie.

Le 9 juillet 2024, la présidente de la CRE a saisi le CoRDIS d'une demande de sanction. Cette demande repose sur les conclusions d'une enquête ouverte par la CRE le 12 octobre 2023 visant à établir si une société, en refusant de répondre aux demandes d'informations qui lui ont été notifiées les 2 août 2022 et 16 février 2023, a manqué à l'obligation de communication de documents et d'informations visée à l'article L. 134-29 du code de l'énergie.

Au vu de la hausse sans précédent des prix de gros à terme de l'électricité au cours de l'année 2022, en particulier sur les contrats pour livraison en France pour l'hiver 2022-2023 et l'année 2023, la CRE a décidé d'interroger quarante-quatre acteurs de marché, de nationalités et de profils d'activité différents, sur leurs stratégies et leurs anticipations pour l'hiver 2022-2023, afin de comprendre les causes des niveaux des prix atteints.

Quarante-trois des acteurs interrogés ont répondu aux demandes d'informations de la CRE, ce qui lui a permis de publier le 13 décembre 2022, sur la base des éléments ainsi communiqués, son analyse des prix de gros de l'électricité pour l'hiver 2022-2023 et l'année 2023.

En revanche, une société, proposant notamment à ses clients des services d'accès aux marchés des matières premières et dont le siège social est situé en Allemagne, a refusé de répondre aux demandes d'informations adressées par la CRE portant, notamment, sur le détail des transactions qu'elle avait effectuées pour les produits à terme pour livraison d'électricité en France entre le 4<sup>ème</sup> trimestre 2022 et sur l'année 2023, au motif principal que la CRE n'a pas, en vertu des dispositions du REMIT, le pouvoir d'adresser directement des demandes contraignantes aux acteurs de marchés situés dans d'autres Etats membres.

Dans sa décision du 22 avril 2025, le CoRDIS estime que cette société a manqué à l'obligation de communication d'informations prévue par l'article L. 134-18 du code de l'énergie et doit, pour ce motif, être sanctionnée sur le fondement de l'article L. 134-29 du même code.

En premier lieu, le CoRDIS relève qu'il résulte d'une lecture combinée des articles L. 131-1, L. 131-2 et L. 134-18 du code de l'énergie que la CRE est dotée, pour l'accomplissement de ses missions, du pouvoir de recueillir toutes les informations nécessaires auprès des entreprises intervenant directement ou indirectement sur les marchés français de l'électricité.

En second lieu, il considère, sur le fondement des articles L. 134-18 et L. 134-29 du code de l'énergie, que les entreprises intervenant, directement ou indirectement, sur le marché de l'électricité français ont l'obligation de fournir à la CRE les informations qu'elle sollicite pour l'accomplissement de ses missions, et que le CoRDIS peut, lorsque des griefs ont été notifiés, prononcer une sanction à l'encontre d'une entreprise qui a opposé son refus, après établissement d'un procès-verbal de constat et mise en demeure infructueuse de l'intéressée de s'y conformer.

En l'espèce, le CoRDIS constate, d'une part, que la société doit être regardée comme étant intervenue indirectement, pour le compte de ses clients, sur le marché de gros français de l'énergie et, d'autre part,

que si cette société a fourni une partie des éléments demandés, elle a toutefois maintenu son refus de transmettre à la CRE les informations relatives à l'identité de ses clients contreparties ainsi que celle de ses clients émetteurs et destinataires de transactions portant sur les produits objet des demandes d'informations. En outre, interrogée lors de la séance du comité sur l'absence de transmission, par ses soins, des informations relatives à la présentation de son organisation et de son activité, la société a confirmé avoir omis de déférer à cette demande sans raison valable et s'est proposée d'y procéder, après avoir pourtant soutenu durant toute la procédure qu'elle avait répondu aux demandes qu'elle estimait légitimes.

En conséquence, le CoRDIS inflige à la société une sanction pécuniaire d'un montant de 500 000 euros et lui enjoint de publier la décision de sanction dans son prochain communiqué financier, devant également contenir, en haut de sa première page, de manière apparente et selon des modalités qu'il a précisées, une mention dont il a décidé le contenu, relative à cette décision de sanction, libellée en langue française et traduite en langues anglaise et allemande.

- CoRDIS, 22 avril 2025, n°03-40-24

## 5.2. Décisions rendues en matière de règlement de différends

### 5.2.1. CoRDIS, décisions des 16 et 29 mai 2024 portant liquidation d'astreinte et règlement d'un différend relatif au raccordement de plusieurs installations de consommation d'électricité au réseau public de distribution

Saisi d'une nouvelle demande de règlement de différend, assortie d'une nouvelle demande de liquidation d'astreinte, par les sociétés Garabeuf et Aquitaine Promotions à l'encontre de la société Electricité de France (EDF) et du syndicat mixte d'électricité de la Martinique (SMEM), le CoRDIS constate, dans un premier temps, que le SMEM n'a pas exécuté, dans le délai imparti, sa décision du 13 juin 2023 (n° 13-38-22/14-38-22) par laquelle il lui avait enjoint de mettre en œuvre tous les moyens utiles pour obtenir les conventions de servitude identifiées comme nécessaires à la réalisation des travaux d'extension du réseau public de distribution en vue du raccordement des parcelles des sociétés demanderesse. Par une décision du 16 mai 2024, le CoRDIS procède, en conséquence, à la liquidation d'une astreinte d'un montant de 10 000 euros à l'encontre du SMEM.

Dans un second temps, le CoRDIS rappelle qu'il est compétent pour connaître des différends entre les utilisateurs des réseaux et les autorités organisatrices de la distribution d'énergie, dès lors que celles-ci doivent être regardées comme agissant en qualité de gestionnaire de réseau de distribution lorsqu'elles exercent des compétences de développement et d'exploitation du réseau public de distribution d'électricité qui pourraient relever de l'activité du gestionnaire de réseau de distribution et ce, dans la stricte limite de l'exercice des compétences qu'elles n'ont pas déléguées. Au cas présent, il constate, notamment, que les travaux d'extension sont achevés au jour de la séance publique et que le SMEM s'est engagé à rembourser aux sociétés demanderesse la somme qu'il leur avait initialement facturée au titre des travaux d'extension du réseau public de distribution. Par une décision du 29 mai 2024, le CoRDIS considère ainsi, en l'état de l'instruction et au vu des engagements pris par les parties en séance, qu'il n'existe plus de différend sur le raccordement des installations en cause et qu'il n'y a pas lieu d'enjoindre au SMEM de procéder au remboursement demandé.

- CoRDIS, 16 et 29 mai 2024, *Sociétés Garabeuf et Aquitaine Promotion c. Société EDF et SMEM*, n°s 01-LA-24 et 01-38-24.

### 5.2.2. CoRDIS, décisions des 23 juillet, 6 septembre et 2 décembre 2024 portant rejet des demandes de mesures conservatoires et règlement d'un différend relatif au raccordement définitif d'une habitation en cours de construction

Saisi, par une utilisatrice du réseau, d'une demande de règlement de différend, assortie d'une demande de mesures conservatoires tendant au raccordement provisoire au réseau public de distribution d'électricité d'une habitation en cours de construction, puis d'une seconde demande de mesures conservatoires tendant aux mêmes fins, le CoRDIS prononce, en urgence, par deux décisions des 23 juillet et 6 septembre 2024, un non-lieu à statuer sur les demandes de raccordement provisoire, en se fondant sur les engagements pris, d'une part, par le gestionnaire de réseau de dépêcher sur les lieux une de ses équipes et de délivrer une proposition de raccordement provisoire et, d'autre part, par le maire de la commune sur le territoire de laquelle était située l'habitation en cause, de retirer sa décision d'opposition au raccordement provisoire de celle-ci.

Après l'adoption de ces deux décisions, le CoRDîS statue au fond, par une décision du 2 décembre 2024, sur la demande de règlement de différend tendant au raccordement définitif de l'habitation de cette utilisatrice du réseau et l'opposant au gestionnaire de réseau de distribution et au syndicat audiois d'énergies et du numérique (SYADEN), en sa qualité d'autorité organisatrice de la distribution d'énergie (AODE).

Le CoRDîS relève, d'abord, que la décision par laquelle la commune s'oppose à ce que le raccordement définitif soit effectué par le sud de la parcelle, est fondée sur le plan de masse, annexé à la demande de permis de construire, qui fait apparaître le cheminement des réseaux par le nord de cette parcelle. Il en déduit que cette décision s'impose au gestionnaire de réseau de distribution et que celui-ci est ainsi fondé à ne proposer qu'une seule offre de raccordement de référence par le nord de la parcelle, conformément aux prescriptions de l'autorisation d'urbanisme délivrée par la commune et à la solution décrite dans le devis transmis à l'AODE.

Le CoRDîS décide, ensuite, qu'il résulte de la combinaison des articles L. 342-11 du code de l'énergie et L. 332-15 du code de l'urbanisme, d'une part, que le terrain d'assiette de l'opération correspond à l'ensemble des parcelles ou voies privées sur lesquelles porte cette opération, y compris celles qu'il est nécessaire de traverser pour atteindre le réseau public existant et, d'autre part, que les frais des travaux d'extension du réseau réalisés sur le terrain d'assiette de l'opération sont à la charge du bénéficiaire de l'autorisation de construire. En conséquence, il rejette la demande de l'utilisatrice du réseau tendant à ce que les frais des travaux d'extension du réseau soient mis à la charge de la commune.

- CoRDîS, 23 juillet, 6 septembre et 2 décembre 2024, *Mme D. c. Société Enedis et SYADEN*, n°s 07-38-24, 08-38-24 et 11-38-24

### **5.2.3. CoRDîS, décision du 4 novembre 2024 portant règlement d'un différend relatif au démantèlement d'un transformateur électrique situé au sein d'une copropriété**

Saisi par un syndicat de copropriétaires d'une demande de règlement de différend dirigée contre les sociétés EDF et Enedis, concernant le démantèlement du transformateur électrique alimentant les parties communes de la copropriété, le CoRDîS s'estime, d'abord, par une décision du 4 novembre 2024, compétent pour en connaître. En effet, il considère que cette demande vise à déterminer si la gestion du transformateur électrique en cause (incluant son éventuel démantèlement) pèse sur le gestionnaire du réseau de distribution, de sorte que cette demande porte, en réalité, sur les conditions d'utilisation du réseau public de distribution d'électricité.

Sur le fond ensuite, il relève, d'une part, que le point de raccordement de l'immeuble est situé dans le domaine de haute tension HTA et, ainsi, en amont du transformateur électrique en cause. Il en déduit que ce transformateur ne relevait pas, au moment de son installation, du réseau public de distribution d'électricité. Il observe, d'autre part, que ce transformateur sert exclusivement à alimenter les parties communes de l'immeuble. Par suite, il considère que ce transformateur ne peut être regardé comme « *nécessaire au raccordement* » et être ainsi qualifié de « colonne montante », au sens et pour l'application de l'article L. 346-1 du code de l'énergie, dans sa rédaction issue de la loi du 23 novembre 2018 portant évolution du logement, de l'aménagement et du numérique (dite « loi ELAN »), laquelle a, notamment, transféré aux collectivités publiques la propriété des colonnes montantes électriques. Il en déduit que ce transformateur ne peut être regardé comme ayant été transféré au réseau public de distribution d'électricité en application de la loi ELAN.

Dans ces conditions, le CoRDîS estime qu'il incombe à la copropriété, et non au gestionnaire de réseau de distribution, de procéder aux travaux relatifs à ce transformateur et que c'est ainsi à bon droit qu'en 2010, la société ERDF, alors gestionnaire du réseau public de distribution, avait refusé de démanteler ce transformateur dans le cadre du plan national d'élimination des appareils contaminés aux polychlorobiphényles (PCB) au motif qu'il s'agissait d'un ouvrage privé. Il rejette, en conséquence, la demande formée par le syndicat de copropriétaires.

- CoRDîS, 4 novembre 2024, *Syndicat de copropriété Victoria Tany c. Sociétés EDF et Enedis*, n° 03-38-24

### **5.2.4. CoRDiS, décision du 5 novembre 2024 portant règlement d'un différend relatif à la qualité de l'alimentation électrique, par le réseau public de distribution, d'une installation de consommation d'électricité**

Par une décision du 5 novembre 2024, le CoRDiS s'est prononcé sur une demande de règlement de différend présentée par Mme B. à l'encontre de la société Enedis, concernant la qualité de l'alimentation électrique, par le réseau public de distribution, d'une installation de consommation d'électricité.

Mme B. a saisi le comité après avoir constaté, à compter du mois de décembre 2022, des chutes de tension sur le réseau au point de livraison de son domicile. Selon Mme B., ces chutes de tension ont entraîné le dysfonctionnement de sa chaudière, causant une diminution importante de température à son domicile ainsi que le dysfonctionnement de plusieurs autres appareils domestiques.

La société Enedis, qui a indiqué être intervenue immédiatement après la constatation des désagréments, a répondu, d'une part, que des travaux de renforcement du réseau étaient largement entamés et suivaient le calendrier arrêté et, d'autre part, qu'il n'était pas établi que les désagréments auxquels se référait Mme B., postérieurement à l'intervention d'Enedis au mois de janvier 2023, provenaient effectivement de baisses de tension sur le réseau public de distribution, les données du voisinage ne corroborant pas la persistance de baisses de tension au domicile de la demanderesse. Cette dernière avait, par ailleurs, refusé la pose, à son domicile, d'un compteur communicant de type « Linky » qui aurait permis de mesurer d'éventuelles variations de tension.

Au cours de la séance publique, la société Enedis a, d'abord, indiqué que les travaux de renforcement de la zone seraient achevés le 8 novembre 2024. Mme B. a, ensuite, accepté l'installation immédiate, à son domicile, d'un compteur communicant de type « Linky » afin, notamment, que soient réalisées, en temps réel, les mesures nécessaires à la détection d'éventuelles anomalies résiduelles sur le réseau électrique desservant ce domicile. La société Enedis s'est, enfin, engagée à installer ledit compteur communicant dans les plus brefs délais et à suivre les conditions de l'alimentation électrique du domicile de Mme B.

C'est ainsi que le CoRDiS a constaté qu'il n'y avait plus lieu, en l'état de l'instruction et au vu des engagements pris par les parties en séance, de statuer sur la demande de règlement de différend formée par Mme B.

Il a, par ailleurs, rejeté la demande indemnitaire formée par celle-ci au titre des conséquences matérielles, sur ses appareils domestiques, des dysfonctionnements électriques constatés, au motif qu'il ne lui appartient pas de condamner l'une ou l'autre des parties à la réparation d'un préjudice.

- CoRDiS, 5 novembre 2024, Mme B. c. Société Enedis, n° 09-38-24

### **5.2.5. CoRDiS, décision du 5 décembre 2024 portant règlement d'un différend relatif à la rénovation d'une colonne montante électrique d'un immeuble collectif et au raccordement d'un local d'habitation à cette colonne montante**

Par une décision du 5 décembre 2024, le CoRDiS s'est prononcé sur une demande de règlement de différend présentée par un syndicat de copropriétaires et tendant à obtenir la rénovation, par la société Enedis, de la colonne montante électrique d'un immeuble collectif ainsi que le raccordement d'un local d'habitation à cette colonne montante.

Au cours de la séance publique, la société Enedis a indiqué ne pas contester qu'il lui revient de prendre à sa charge la rénovation de la colonne montante électrique et s'est engagée à ce que l'ensemble des travaux nécessaires à cette rénovation soient entrepris dans un délai de six à huit mois. Les représentants du syndicat des copropriétaires se sont, quant à eux, engagés au nom de ce syndicat à déposer, dans un délai d'un mois, l'ensemble des demandes et informations identifiées comme nécessaires par la société Enedis afin d'entreprendre la rénovation de la colonne montante, préalable au raccordement du local d'habitation.

A cette occasion, le CoRDiS rappelle que l'appartenance des colonnes montantes électriques au réseau public de distribution oblige le gestionnaire de ce réseau à procéder à ses frais à leur entretien et, le cas échéant, à leur rénovation, en particulier pour les colonnes montantes vétustes ou posant, plus généralement, des problèmes de sécurité ou de conformité aux normes applicables et, particulièrement, dans le cas où le défaut d'entretien des ouvrages du réseau peut avoir pour conséquence de priver un utilisateur d'accès audit réseau. Au cas présent, il constate qu'il n'y a plus lieu, en l'état de l'instruction et au vu des engagements pris par les parties en séance, de statuer sur la demande de règlement de différend soumise par le syndicat des copropriétaires.

- CoRDIS, 5 décembre 2024, *Syndicat de copropriété du 320 rue Saint-Jacques à Paris c. Société Enedis*, n° 14-38-24

### **5.2.6. CoRDIS, décision du 17 février 2025 portant règlement d'un différend relatif à l'emplacement du compteur électrique d'une habitation à la suite de la création d'une colonne montante électrique**

Dans cette affaire, plusieurs copropriétaires d'un immeuble d'habitation ont réalisé d'importants travaux de rénovation dans leurs appartements respectifs et formé des demandes de raccordement auprès de la société Enedis. En sa qualité de président du conseil syndical de la copropriété, M. X. a organisé une visite des lieux avec des techniciens d'Enedis afin de permettre l'élaboration d'une solution technique pour la création d'une nouvelle colonne montante et de déterminer l'emplacement des nouveaux compteurs à installer.

Lors de cette visite, M. X. a demandé que le nouveau compteur de son appartement soit installé en lieu et place de l'existant, à savoir dans les parties communes, au rez-de-chaussée de l'immeuble. Toutefois, des techniciens d'Enedis lui ont indiqué que son nouveau compteur devait être posé dans son installation intérieure. M. X. a alors demandé, par défaut, que son compteur soit installé dans le local technique de son appartement et non sur le mur intérieur récemment rénové de celui-ci.

Après de multiples échanges entre les parties, une saisine du Médiateur national de l'énergie et une recommandation de celui-ci invitant Enedis à s'accorder avec M. X. au regard du cadre contractuel, réglementaire et normatif en vigueur, le CoRDIS a été saisi du litige.

Par une décision du 17 février 2025, le CoRDIS rappelle que le raccordement d'un utilisateur au réseau public de distribution d'électricité est effectué dans le respect de la réglementation technique, des normes et des règles de l'art en vigueur ainsi que des prescriptions complémentaires mentionnées dans le cahier des charges de la concession de distribution d'électricité applicable afin d'assurer, notamment, la sécurité des personnes.

Au cas présent, il constate, d'abord, que les travaux en cause impliquent l'installation de quatre nouveaux compteurs électriques et nécessitent la création d'une nouvelle colonne montante. Il en déduit que l'opération de raccordement devant être mise en œuvre par Enedis consiste dans la création de nouveaux branchements et non pas dans le simple renouvellement d'un compteur au sein d'une installation intérieure. Par conséquent, les prescriptions techniques relatives à la création de nouveaux branchements sont, seules, applicables et excluent, en substance, l'installation du nouveau compteur dans les parties communes.

S'agissant, ensuite, de la détermination de l'emplacement du nouveau compteur dans l'appartement de M. X., les parties se sont engagées, au cours de la séance publique, à ce que le nouveau compteur de M. X. soit installé à l'intérieur de son appartement, dans le couloir après la portée d'entrée et à ce que ce compteur fasse l'objet d'un habillage esthétique raisonnable à la charge d'Enedis de telle sorte que M. X. s'en estime satisfait.

Par suite, le comité décide qu'il n'y a plus lieu de statuer sur la demande de règlement de différend formée par M. X.

- CoRDIS, 17 février 2025, *M. X. c. Société Enedis*, n° 15-38-24

### **5.2.7. CoRDIS, décision du 17 février 2025 portant règlement d'un différend relatif à la qualité de l'alimentation électrique, par le réseau public de distribution, d'une installation de consommation d'électricité**

M. M. a saisi le CoRDIS après avoir constaté l'existence de microcoupures, coupures brèves et coupures longues, depuis plusieurs mois, sur son réseau électrique domestique, qui auraient causé des dommages sur plusieurs de ses appareils et installations électriques. Remettant en cause les explications qui lui avaient été fournies par la société Enedis quant à l'origine de ces coupures, M. M. avait ensuite refusé l'offre de règlement amiable de différend par laquelle le gestionnaire de réseau, après lui avoir proposé une prise en charge financière des dégâts occasionnés, lui demandait de signer un accord de confidentialité.

Au cours des échanges lors de la séance publique du comité, la société Enedis a, d'abord, indiqué que la seconde phase des travaux sur le poste source alimentant le point de livraison du domicile de M. M., qu'elle présentait comme l'une des causes principales des désagréments rencontrés par ce dernier, serait effectuée du mois de mars 2025 au mois de septembre 2025. Elle a ensuite précisé que les

opérations d'élagage des lignes du réseau électrique de distribution desservant, notamment, le local d'habitation de M. M., qu'elle présentait comme l'une des opérations devant permettre d'améliorer substantiellement la qualité de la desserte en électricité du domicile de ce dernier, seraient achevées prochainement. Elle a enfin confirmé qu'elle maintenait son offre d'indemnisation et s'est engagée à transmettre, tous les mois à compter de la notification de la décision à intervenir, pendant une durée de trois mois, à M. M. ainsi qu'au comité, un relevé issu du compteur communicant « Linky » installé au domicile de ce dernier afin d'assurer un suivi de l'évolution de la qualité de la desserte en électricité du local d'habitation de M. M.

À l'issue de la séance publique M. M. a pris acte du maintien de l'offre de règlement amiable du différend présentée par Enedis et s'est déclaré satisfait par les engagements pris par cette société.

Le CoRDIS a ainsi décidé qu'il n'y avait pas lieu, en l'état de l'instruction, de statuer sur la demande de règlement de différend soumise par M. M.

- CoRDIS, 17 février 2025, *M. M. c. Société Enedis*, n° 17-38-24

### **5.2.8. CoRDIS, décision du 26 février 2025 portant règlement d'un différend relatif aux modalités de raccordement d'une installation de consommation au regard de l'obligation de sécurité pesant sur le gestionnaire de réseau de distribution**

Par une décision du 26 février 2025, le CoRDIS s'est prononcé sur une demande de règlement de différend présentée par la société Elec'Chantier 44 à l'encontre de la société Enedis, concernant les modalités de raccordement, au réseau public de distribution, d'une installation de consommation d'électricité et, plus particulièrement, le type de gaine à installer dans un vide sanitaire.

La société Elec'Chantier 44, mandatée par M. T., a adressé à la société Enedis une demande de raccordement définitif, au réseau public de distribution, d'une installation de consommation implantée sur un vide sanitaire. Un différend relatif à la nécessité ou non d'installer, dans ce vide sanitaire, des gaines en matière isolante non-propagatrice de flamme, de type ICTA (pour « isolant cintrable transversalement annelé »), en lieu et place des gaines de type TCP (pour « tube de protection des câbles »), s'est élevé entre ces deux sociétés.

Sur la procédure, le CoRDIS écarte la fin de non-recevoir soulevée par la société Enedis tirée de l'irrégularité du mandat de représentation de M. T. par la société Elec'Chantier 44, au motif qu'un tel mandat n'était pas dénué de lien avec l'objet social de cette dernière. La circonstance que la société Elec'Chantier 44 ait pour objet la réalisation de branchements provisoires est sans incidence sur la régularité du mandat confié puisqu'un branchement provisoire, qui permet l'alimentation temporaire d'une installation de consommation, doit, en principe, être suivi d'un branchement définitif.

Sur le fond, le CoRDIS énonce que, en vue de la prévention du risque d'incendie susceptible d'affecter ses branchements, un gestionnaire de réseau est tenu à une obligation de sécurité de résultat en vertu de laquelle il est présumé responsable d'un sinistre lorsque l'origine de celui-ci se trouve dans l'environnement du branchement. À ce titre, les canalisations électriques, situées dans les bâtiments autres que ceux d'accès réservé aux électriciens et placées dans des gaines qui ne sont pas enterrées, doivent être conçues afin que les incendies ne puissent pas se propager par ces gaines. Cette exigence de sécurité s'applique à tout vide sanitaire, qui constitue par nature un vide de construction, dès lors que l'installation électrique qui y est placée répond à la définition donnée à la phrase qui précède.

Au cas présent, le CoRDIS relève qu'il ressort des pièces du dossier et des déclarations des parties que l'espace dans lequel est situé la partie litigieuse de l'installation de consommation à raccorder présente les caractéristiques d'un vide de construction remplissant la fonction d'un vide sanitaire, comportant plusieurs points ouverts d'entrée ou de sortie permettant le passage de différents réseaux, y compris pour la distribution du gaz.

C'est ainsi que le comité décide que la demande de la société Elec'Chantier 44 tendant à ce qu'il soit enjoint à la société Enedis de finaliser les travaux de raccordement, sans imposer l'installation d'un fourreau ou d'une gaine de type ICTA, doit être rejetée.

- CoRDIS, 26 février 2025, *Société Elec'Chantier 44 c. Société Enedis*, n° 12-38-24

### 5.2.9. CoRDIS, décision du 2 avril 2025 portant règlement d'un différend relatif aux modalités de raccordement, au réseau public de distribution, d'une installation de production d'électricité

Par une décision du 2 avril 2025, le CoRDIS s'est prononcé sur une demande de règlement de différend présentée par la société Green PV 3, à l'encontre d'Enedis, concernant les modalités de raccordement, au réseau public de distribution, d'une installation de production d'électricité.

Dans le cadre du schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (dit « S3REnR ») de la région Nouvelle-Aquitaine, OX2 France, société mère de Green PV 3, a déposé deux demandes de raccordement au réseau public de distribution d'électricité en HTA d'installations de production d'électricité à partir de source d'énergies renouvelables, consistant en plusieurs unités de production photovoltaïques situées à Villefranche-du-Queyran pour les projets dits « Baston 1 » et « Baston 2 ». OX2 a également sollicité le raccordement d'une installation de production située à Villefranche-du-Queyran selon un schéma de raccordement prévoyant un point de livraison situé à Bruch à une distance de 19,1 km, via un câble privé traversant le domaine public, et un poste source situé sur cette même commune à une distance de 2,2 km du point de livraison.

Enedis a indiqué à OX2 que cette troisième demande de raccordement ne pouvait être instruite en l'état compte tenu du fait que, conformément à la norme NF C 13-100, le point de livraison devait être situé sur l'emprise du « site à desservir ».

Sur la recevabilité de la demande de raccordement, le CoRDIS enjoint à la société Green PV 3 de communiquer des plans permettant de confirmer ses affirmations selon lesquelles, contrairement à ce que soutenait Enedis, les projets Bruch, Baston 1 et Baston 2 ne couvrent pas les mêmes installations et sont implantées sur les périmètres couverts par les deux arrêtés de permis de construire du 4 août 2023.

Sur le fond, le CoRDIS considère, d'abord, que dès lors que la norme NF C 13-100 n'est pas consultable gratuitement sur le site internet de l'Association française de normalisation (AFNOR) et même si celle-ci demeure l'une des normes de référence à laquelle il est loisible aux demandeurs au raccordement et gestionnaires de réseaux de recourir, elle ne peut faire obstacle, à elle seule, à ce qu'une installation de production d'électricité soit raccordée au réseau public de distribution selon un schéma qui ne répondrait pas en tous points aux prescriptions de cette norme.

A cet égard, le CoRDIS précise qu'il ne résulte, au demeurant, pas des prescriptions de cette norme que la notion de « site à desservir » doit s'entendre comme se limitant au site de production d'électricité mais qu'elle concerne le site d'injection d'électricité, qui, en l'espèce, est le point de livraison lui-même. Il en déduit que les prescriptions de cette norme ne s'opposent pas, en tout état de cause, au schéma de raccordement litigieux.

Ensuite, le CoRDIS relève, d'une part, que si le gestionnaire de réseau est tenu de proposer au demandeur au raccordement l'opération de raccordement de référence (ORR) qui minimise le coût des ouvrages propres, ce critère économique ne s'applique pas aux ouvrages privés appartenant au producteur et, d'autre part, que les dispositions du code de l'énergie ne s'opposent pas à ce que le gestionnaire de réseau réalise une opération de raccordement différente de l'ORR, telle que sollicitée par le demandeur au raccordement.

Enfin, le CoRDIS rappelle que l'obligation du gestionnaire de réseau de gérer, dans les meilleures conditions de sécurité et de sûreté, le réseau public de distribution, concerne l'amont de ce réseau jusqu'au point de livraison de l'installation privée qui soutire ou injecte de l'électricité depuis ou sur ce réseau.

Le CoRDIS en déduit que le refus d'Enedis de transmettre à la société Green PV 3 une proposition technique et financière (PTF) reprenant le schéma de raccordement litigieux, qui ne saurait être regardé comme résultant de critères objectifs et non discriminatoires fondés sur des impératifs liés au bon accomplissement des missions de service public ou sur des motifs techniques tenant à la sécurité et la sûreté des réseaux et à la qualité de leur fonctionnement, est infondé.

C'est ainsi que le comité enjoint à Enedis de reprendre l'instruction de la demande de raccordement et d'adresser une PTF conforme au schéma de raccordement sollicité par la société Green PV 3, sous condition de l'exécution par cette dernière de l'injonction prononcée à son encontre.

- CoRDIS, 2 avril 2025, *Société Green PV 3 SAS c. Société Enedis*, n° 16-38-24

### **5.2.10. CoRDIS, décision du 2 avril 2025 portant règlement d'un différend relatif au raccordement indirect, au réseau public de distribution, d'une installation de production d'électricité**

Par une décision du 2 avril 2025, le CoRDIS s'est prononcé sur une demande de règlement de différend relatif au raccordement indirect, au réseau public de distribution, d'une installation de production d'électricité.

Au mois de juin 2022, la société Valorem a adressé, par le truchement de sa filiale la société Saint Père Energies, une demande de raccordement indirect à son parc éolien déjà existant du nouveau parc photovoltaïque porté par une autre de ses filiales, la société Pacauderie Energies.

Après avoir initialement établi une proposition de raccordement avant complétude du dossier (PRAC) aux termes de laquelle un raccordement indirect était possible, Enedis a néanmoins ultérieurement informé la société Saint-Père Energies de l'impossibilité de faire entrer sa demande de raccordement en file d'attente, au motif qu'un raccordement indirect « hébergeur/hébergé » était impossible si un passage sur le domaine public était nécessaire, ce qui aurait été le cas en l'espèce d'après la société Enedis. Cette dernière a, ensuite, réitéré son refus de faire entrer la demande en file d'attente, en arguant du « non-respect de l'unité foncière », ce qui a conduit la société Pacauderie Energies à saisir le CoRDIS.

En premier lieu, concernant les conditions du raccordement indirect, le comité précise qu'il résulte des dispositions de l'article D. 342-15-2 du code de l'énergie que des installations de production peuvent être raccordées en un point unique du réseau de transport ou de distribution d'électricité, non seulement lorsque ces installations sont « connexes », c'est-à-dire situées sur des terrains en « continuité immédiate » au sens de la documentation technique de référence (DTR) d'Enedis, mais aussi lorsque ces installations sont « proches », c'est-à-dire situées à peu de distance, sans être contiguës. Le comité ajoute que la DTR d'Enedis, qui est une norme de niveau inférieur à l'article susvisé ne peut, sans illégalité, en méconnaître les dispositions.

Dans ce contexte et alors que la distance séparant les deux sites de production était de moins d'un kilomètre, le comité estime que ces derniers pouvaient être considérés comme proches, au sens des dispositions du code de l'énergie, et que c'est ainsi à tort qu'Enedis a refusé de procéder au raccordement indirect.

En deuxième lieu, concernant le coût de l'opération de raccordement, le comité rappelle que le gestionnaire de réseau est tenu, aux termes de l'article D. 342-23 du code de l'énergie, de proposer au demandeur au raccordement une offre de raccordement de référence minimisant le coût des ouvrages, seulement en ce qui concerne les ouvrages de raccordement dont le demandeur doit s'acquitter. Ainsi, la circonstance qu'en l'espèce la liaison privée ne pourrait pas servir au raccordement ultérieur d'autres utilisateurs est sans incidence sur le respect de ces dispositions.

En troisième et dernier lieu, le comité écarte les arguments soulevés par Enedis tirés de ce que le raccordement indirect d'une installation de production serait susceptible, d'une part, de permettre un détournement du principe de péréquation tarifaire et, d'autre part, d'accroître les risques pour la sécurité des personnes en cas d'incendie sur le réseau. Sur ce dernier point, le comité relève que l'obligation du gestionnaire de réseau public de distribution de gérer ce réseau dans les meilleures conditions de sécurité ne concerne que le réseau public de distribution d'électricité qui lui est concédé.

Dans ces conditions, le comité considère que le refus de la société Enedis de proposer une offre de raccordement indirect à la société Saint Père Energies n'apparaît pas fondé sur des critères objectifs, non discriminatoires et publiés, reposant sur des impératifs liés au bon accomplissement des missions de service public et sur des motifs techniques tenant à la sécurité et la sûreté des réseaux et à la qualité de leur fonctionnement. Il lui enjoint de replacer dans la file d'attente, à sa date de complétude, la demande de raccordement indirect et d'adresser au demandeur une proposition de raccordement indirect dans le délai d'un mois à compter de la notification de la décision.

- CoRDIS, 2 avril 2025, *Société Pacauderie Energies c. Société Enedis*, n° 20-38-24

### **5.2.11. CoRDIS, décision du 16 avril 2025 portant règlement d'un différend relatif aux modalités de remise en conformité d'une installation de consommation raccordée au réseau public de distribution d'électricité**

Par une décision du 16 avril 2025, le CoRDIS s'est prononcé sur une demande de règlement de différend présentée par M. G., à l'encontre de la société Strasbourg Electricité Réseaux (SER),

gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité (GRD), concernant les modalités de remise en conformité d'une installation de consommation raccordée au réseau public de distribution d'électricité.

Dans le cadre de la rénovation d'un studio appartenant à M. G., un agent de la société SER, non mandaté par cette dernière, a procédé au déplacement de son disjoncteur sans assurer la mise en conformité de cet ouvrage avec les normes techniques en vigueur.

M. G. reproche notamment au gestionnaire de réseaux de ne pas lui transmettre l'ensemble des informations relatives aux opérations réalisées sur son installation. Il lui demande, notamment, une importante indemnisation pour le préjudice qu'il estime avoir subi ainsi que la remise en état de son branchement individuel.

Le CoRDIS s'estime compétent pour régler le différend en ce qu'il porte sur la remise en conformité d'une installation électrique relevant du réseau public de distribution de SER, donc sur l'utilisation de ce réseau au sens de l'article L. 134-19 du code de l'énergie. En revanche, il juge irrecevables les demandes de M. G. en paiement de dommages et intérêts, tendant à voir prononcer une sanction pécuniaire à l'encontre du GRD, en communication d'un rapport d'anomalie détaillant l'historique d'intervention, lequel, selon les déclarations de M. G. lors de la séance publique, est destiné à éclairer l'expert judiciaire dont il a demandé, en référé, la désignation, et en transmission de la procédure au procureur de la République sur le fondement de l'article 40 du code de procédure pénale.

Au cours de la séance publique du comité, le GRD s'est engagé à réaliser à ses frais et sous dix jours les travaux de remise en conformité. Toutefois, interrogé par le comité sur cette proposition, M. G. l'a rejetée à plusieurs reprises au motif que cette intervention pourrait faire obstacle à ce que les preuves de la non-conformité de son installation puissent être constatées par un expert dans le cadre d'une procédure judiciaire en cours. Constatant le refus par M. G. de la solution permettant de régler, en faisant droit à ses conclusions recevables, le différend dont il a saisi le CoRDIS, ce dernier rejette la demande dont il avait été saisi initialement.

- CoRDIS, 16 avril 2025, *M. G. c. Société Strasbourg Electricité Réseaux*, n° 21-38-24

### **5.2.12. CoRDIS, décision du 24 avril 2025 portant règlement d'un différend relatif au raccordement, au réseau public de distribution, d'une installation de consommation d'électricité**

Par une décision du 24 avril 2025, le CoRDIS s'est prononcé sur une demande de règlement de différend présentée par M. B., utilisateur du réseau, et dirigée contre la société Enedis, en sa qualité de gestionnaire du réseau de distribution d'électricité, et le syndicat mixte Territoire d'énergie Pyrénées-Atlantiques, en sa qualité d'autorité organisatrice de la distribution d'énergie (AODE), en ce qui concerne le raccordement, au réseau public de distribution, d'une installation de consommation d'électricité.

Sur la procédure, le CoRDIS s'estime compétent pour régler le différend, dès lors que celui-ci est relatif aux modalités de raccordement au réseau public de distribution d'électricité d'une installation de consommation, nécessitant l'obtention préalable d'une servitude, sans être pour autant relatif à l'établissement d'une servitude entre personnes privées.

Sur le fond, le CoRDIS indique, d'abord, que l'implantation d'ouvrages du réseau public de distribution d'électricité sur une propriété privée requiert que le gestionnaire de réseau, ou l'AODE le cas échéant, puissent réaliser les travaux afférents mais également qu'ils bénéficient d'un droit d'accès permanent au coupe-circuit principal individuel afin de remplir les missions de service public qui leur sont assignées par la loi. Partant, la conclusion d'une convention de servitude est nécessaire dès lors que l'implantation d'une dérivation individuelle, qui implique la création de canalisations et qui suppose une surveillance de la voie et une protection de l'installation, est constitutive d'une atteinte au droit de propriété des propriétaires des parcelles devant être traversées. Il en déduit que la conclusion d'une convention de servitude est, dans les circonstances de l'espèce, nécessaire à la réalisation du raccordement litigieux, quel que soit le tracé retenu, et rejette, en conséquence, la demande de M. B. portant sur la réalisation d'une étude visant à déterminer l'opération de raccordement de référence sans convention de servitude.

Ensuite, le CoRDIS rappelle qu'en cas de partage de la maîtrise d'ouvrage pour la réalisation des travaux portant sur le réseau public de distribution d'électricité, le cahier des charges de la concession en vigueur doit organiser de manière claire la répartition des obligations entre les signataires, de sorte que les tâches incombant à chacun d'eux dans l'exercice de sa maîtrise d'ouvrage soient clairement définies. Il précise, toutefois, qu'à défaut de stipulation explicite, et pour permettre l'accès effectif du demandeur au réseau dans un délai raisonnable, il y a lieu de déterminer celui à qui incombe d'établir

de telles conventions de servitudes, en fonction de l'économie générale de la répartition des responsabilités entre les différents opérateurs concernés.

Au cas présent, il en déduit qu'en l'absence de désignation explicite, par le cahier des charges annexé au contrat de concession applicable, de l'autorité compétente pour conclure les conventions de servitude nécessaires, il appartient tant au gestionnaire de réseau qu'à l'AODE, qui exercent ensemble la maîtrise d'ouvrage des travaux de branchement et d'extension du réseau, d'obtenir de telles conventions et d'assurer, en tout état de cause, un accès permanent aux ouvrages du réseau. Il enjoint, en conséquence, à la société Enedis et au syndicat mixte de se rapprocher, dans un délai de huit jours à compter de la notification de la décision à intervenir, du propriétaire des parcelles devant être traversées pour la réalisation des travaux en cause, afin d'obtenir les conventions nécessaires, dûment complétées, datées et signées dans les formes requises pour assurer leur stabilité et leur pleine efficacité, tant entre les parties qu'à l'égard des tiers.

A cet égard, le CoRDIS précise qu'en présence d'une parcelle enclavée, dans l'hypothèse d'un refus de l'un des propriétaires de la ou des parcelles devant être traversées de signer une convention de servitude permettant le passage des ouvrages appartenant au réseau public de distribution d'électricité, il est loisible au gestionnaire de réseau, ou selon les cas à l'AODE, de demander que les travaux nécessaires à l'établissement et à l'entretien des ouvrages de distribution d'électricité soient déclarés d'utilité publique par l'autorité administrative compétente, sans que le demandeur ait à engager de démarches auprès des juridictions compétentes pour assurer le respect de ses droits. Il ajoute que lorsque de tels ouvrages doivent, en raison de la topographie des lieux, nécessairement être implantés sur la parcelle d'un tiers qui refuse l'établissement d'une convention de servitude, il incombe, toutefois, au gestionnaire de réseau, ou selon les cas à l'AODE, de solliciter une telle procédure.

En conséquence, il estime qu'il y a lieu, en l'espèce, d'enjoindre à la société Enedis et au syndicat mixte d'entamer, conjointement et formellement, en respectant toutes les prescriptions applicables, une procédure de déclaration d'utilité publique auprès de la préfecture des Pyrénées Atlantiques dans l'hypothèse où le propriétaire des parcelles devant être traversées pour la réalisation des travaux en cause refuserait de signer une convention de servitude, ou en cas de silence gardé pendant plus de quinze jours.

Enfin, le CoRDIS estime que M. B. est tenu, en application de l'article L. 342-12 du code de l'énergie, de s'acquitter de la contribution visée par ces dispositions. Il rejette, en conséquence, la demande de M. B. tendant à ce que le coût des travaux relatifs au raccordement soit mis à la charge de la société Enedis et du syndicat mixte.

- CoRDIS, 24 avril 2025, *M. B. c. Société Enedis et Syndicat mixte fermé Territoire d'énergie Pyrénées-Atlantiques*, n° 10-38-24

## Table des illustrations

<i>Figure 1 Les délibérations de la CRE relatives aux barèmes de raccordement</i>	26
<i>Figure 2 Type de calcul envisagé et état d'avancement dans les régions dont fait partie la France</i>	38
<i>Figure 3 Statut de décision et date de mise en œuvre attendue des méthodologies RDCT</i>	42
<i>Figure 4 Méthodologies CACM approuvées ou restant à approuver</i>	48
<i>Figure 5 Méthodologies EB approuvées ou restant à approuver</i>	51
<i>Figure 6 Méthodologies SOGL approuvées ou restant à approuver</i>	52
<i>Figure 7 Corrélations des prix entre la France et les pays voisins (spot J+1)</i>	57
<i>Figure 8 Écart de prix moyen entre la France et les pays voisins (spot J+1)</i>	58
<i>Figure 9 Ecart de prix moyen entre la France et l'Allemagne (future annuel Y+1)</i>	59
<i>Figure 10 Echanges avec l'Allemagne et la Belgique en 2024</i>	60
<i>Figure 11 Echanges avec la Grande-Bretagne en 2024</i>	61
<i>Figure 12 Echanges avec l'Espagne en 2024</i>	62
<i>Figure 13 Echanges avec l'Italie en 2024</i>	63
<i>Figure 14 Echanges avec la Suisse en 2024</i>	64
<i>Figure 15 Répartition des consommateurs finals par type de site (au 31 décembre 2024)</i>	69
<i>Figure 16 Répartition de la consommation annuelle des consommateurs finals (au 31 décembre 2024)</i>	70
<i>Figure 17 Typologie des sites au 31 décembre 2024</i>	70
<i>Figure 18 Parts de marché des trois fournisseurs historiques les plus significatifs sur chaque segment et sur l'ensemble du marché (en nombre de sites au 31 décembre 2024)</i>	71
<i>Figure 19 Parts de marché des trois fournisseurs alternatifs les plus significatifs sur chaque segment et sur l'ensemble du marché (en nombre de sites au 31 décembre 2024)</i>	71
<i>Figure 20 Parts de marché des trois fournisseurs historiques les plus significatifs pour chaque segment et sur l'ensemble du marché en volume (au 31 décembre 2024)</i>	71
<i>Figure 21 Parts de marché des trois fournisseurs alternatifs les plus significatifs sur chaque segment et sur l'ensemble du marché en volume (au 31 décembre 2024)</i>	71
<i>Figure 22 Indice HHI pour les différents segments de clientèle (2024)</i>	72
<i>Figure 23 Les fournisseurs nationaux d'électricité fin 2024</i>	73
<i>Figure 24 Taux de switch trimestriel</i>	74
<i>Figure 25 Augmentation des tarifs réglementés de vente (évolution en moyenne, hors taxes)</i>	78
<i>Figure 26 Evolution du Tarif Réglementé de Vente de vente de l'électricité hors taxes en euros constants 2024</i>	79
<i>Figure 27 Facture aux tarifs réglementés de vente d'électricité tels que proposés par la CRE dans sa délibération du 15 janvier 2025 (€/MWh)</i>	79
<i>Figure 28: Evolution des offres HPHC proposées sur le site comparateur « énergie-info »</i>	82
<i>Figure Evolution des offres pour un client résidentiel HP/HC 9 kVA et comparaison avec le TRVE</i>	83
<i>Figure 35 Le parc électrique installé en France au 31 décembre 2024</i>	84
<i>Figure 37 : Prix day-ahead du gaz en France entre 2020 et 2024 (moyennes mensuelles)</i>	108
<i>Figure 38 : Prix day-ahead du gaz en France et aux Pays-Bas (respectivement PEG et TTF)</i>	109

<i>Figure 39 : Prix à terme du gaz en France (produits M+1, Q+1 et Y+1)</i>	110
<i>Figure 41 : Volumes négociés par produit au PEG</i>	111
<i>Figure 40 : Volumes négociés par intermédiaire et nombre de transactions au PEG</i>	112
<i>Figure 42 : Indice HHI des marchés intermédiés français (segment spot)</i>	113
<i>Figure 43 : Indice HHI des marchés intermédiés français (segment à terme)</i>	113
<i>Figure 44 Typologie des sites en gaz naturel, au 31 décembre 2024</i>	114
<i>Figure 45 Répartition en nombre de sites des consommateurs finals par type de site, au 31 décembre 2024</i>	115
<i>Figure 46 Répartition en volume des consommateurs finals par type de site, au 31 décembre 2024</i>	115
<i>Figure 47 Parts de marché, en nombre de sites, des trois fournisseurs historiques les plus significatifs sur chaque segment, au 31 décembre 2024</i>	115
<i>Figure 48 Parts de marché, en nombre de sites, des trois fournisseurs alternatifs les plus significatifs sur chaque segment, au 31 décembre 2024</i>	115
<i>Figure 49 Parts de marché, en volume, des trois fournisseurs historiques les plus significatifs sur chaque segment, au 31 décembre 2024</i>	116
<i>Figure 50 Parts de marché, en volume, des trois fournisseurs alternatifs les plus significatifs sur chaque segment, au 31 décembre 2024</i>	116
<i>Figure 51 Indice de Herfindahl-Hirschman (HHI) en nombre de sites et en volume pour les différents segments du marché de détail</i>	116
<i>Figure 52 Les fournisseurs nationaux du gaz naturel</i>	117
<i>Figure 53 Taux de switch trimestriel de 2014 à 2024</i>	118
<i>Figure 54 Décomposition du prix repère de vente de gaz naturel au 31 décembre 2024</i>	119
<i>Figure 55 Evolution des prix du gaz, hors taxes et CTA, en euros constants 2024 par mégawattheure</i>	119
<i>Figure 56 Evolution des offres de fourniture de gaz naturel pour les consommateurs résidentiels type chauffage sur le site comparateur « énergie-info »</i>	121
<i>Figure 57 Evolution des offres de fourniture de gaz naturel pour les consommateurs résidentiels type chauffage en comparaison avec le TRVG/PRVG</i>	121
<i>Figure 60 Sites de stockage souterrain de gaz naturel en France</i>	122
<i>Figure 61 Récapitulatif des délibérations portant sur les montants d'acomptes et/ou de charges liées au bouclier tarifaire 2022 en gaz</i>	131
<i>Figure 62 Récapitulatif des délibérations portant sur les montants d'acomptes et/ou de charges liées au bouclier tarifaire 2022 en électricité</i>	131
<i>Figure 63 Récapitulatif des délibérations portant sur les montants d'acomptes et/ou de charges liées au bouclier tarifaire 2023 en gaz</i>	133
<i>Figure 64 Récapitulatif des délibérations portant sur les montants d'acomptes et/ou de charges liées au bouclier tarifaire 2023 et amortisseurs 2023 en électricité</i>	133
<i>Figure 65 Récapitulatif des délibérations portant sur les montants d'acomptes et/ou de charges liées aux amortisseurs 2024 en électricité</i>	134