



**RAPPORT ANNUEL
A LA COMMISSION EUROPEENNE**

Juillet 2024

**Principaux développements des
marchés français de l'électricité
et du gaz naturel en 2023 et au
premier semestre 2024**

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 41(1)(e) de la directive 2009/73/CE Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel, 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 attire l'attention de la DG ENER sur le fait que certaines informations transmises ne relèvent pas de sa compétence exclusive.

SOMMAIRE

Avertissement	2
Principaux développements des marchés français de l'électricité et du gaz naturel en 2023 et au premier semestre 2024.....	7
1. Présentation de la Commission de Régulation de l'Energie.....	7
1.1. Message du collègue.....	7
1.2. Les missions de la CRE	8
2. Le marché de l'électricité	10
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	26
2.1.3. Les tarifs d'accès aux réseaux	29
2.1.3.1. Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport d'électricité.....	29
2.1.3.2. Les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution d'électricité.....	31
2.1.4. Les aspects transfrontaliers	33
2.1.4.1. Bilan de l'utilisation et de la gestion des interconnexions aux frontières françaises en 2023.....	33
2.1.4.2. Les règles d'allocation et de calcul de capacité	34
2.1.4.3. Le développement des interconnexions françaises	41
2.1.5. La surveillance et le contrôle du respect des obligations des acteurs.....	45
2.1.5.1. La mise en œuvre des codes de réseau	45
2.2. La concurrence et le fonctionnement du marché de l'électricité	50
2.2.1. Le marché de gros.....	50
2.2.1.1. Production – consommation.....	50
2.2.1.2. Les prix de marché <i>day-ahead</i>	51
2.2.1.3. Les marchés organisés	52
2.2.1.4. Le marché gré-à-gré.....	52

2.2.1.5.	Le négoce transfrontalier	52
2.2.1.6.	L'accès régulé à l'électricité nucléaire historique	61
2.2.1.7.	La surveillance du marché de gros	63
2.2.2.	Le marché de détail	64
2.2.2.1.	Etat des lieux	64
2.2.2.2.	Les prix et les offres	69
2.3.	La sécurité d'approvisionnement.....	80
2.3.1.	Le suivi de l'équilibre offre / demande d'électricité	80
2.3.1.1.	Évolutions relatives à la demande d'électricité	80
2.3.1.2.	Évolutions relatives à l'offre d'électricité	81
2.3.2.	La surveillance des investissements dans les capacités de production en relation avec la sécurité d'approvisionnement	82
2.3.2.1.	L'équilibrage électrique en temps réel.....	83
2.3.2.2.	Le mécanisme de capacité.....	85
3.	Le marché du gaz.....	87
3.1.	L'accès aux infrastructures de gaz naturel	87
3.1.1.	L'indépendance des gestionnaires de réseaux	87
3.1.1.1.	Le suivi des obligations liées à la certification des gestionnaires de réseau de transport.....	87
3.1.1.2.	L'indépendance des gestionnaires de réseaux de distribution et des entreprises locales de distribution (ELD).....	90
3.1.2.	Les aspects techniques	91
3.1.2.1.	Le système de comptage évolué des GRD de gaz	91
3.1.2.2.	La qualité de service.....	93
3.1.3.	Les conditions d'accès aux réseaux, aux terminaux méthaniers et aux installations de stockage de gaz naturel	94
3.1.3.1.	Les tarifs de raccordement au réseau	94
3.1.3.2.	Les tarifs d'accès aux réseaux de transport.....	94
3.1.3.3.	Les tarifs d'accès aux terminaux méthaniers	99
3.1.3.4.	L'accès des tiers aux installations de stockage	100
3.1.4.	Les aspects transfrontaliers	102
3.1.4.1.	Les règles d'allocation de la capacité de transport	102
3.1.5.	La surveillance et le contrôle du respect des obligations des acteurs.....	104
3.1.5.1.	La mise en œuvre des codes de réseau – l'évolution des règles d'équilibrage	104
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.....	105
3.2.1.	Le marché de gros.....	105
3.2.1.1.	Etat des lieux	105
3.2.1.2.	Evolution des prix <i>day-ahead</i> sur le marché de gros du gaz	107

3.2.1.3.	Les marchés intermédiés	109
3.2.1.4.	Les volumes échangés aux points d'échange de gaz	110
3.2.1.5.	Niveau de concentration du marché français	110
3.2.2.	Le marché de détail de gaz naturel.....	112
3.2.2.1.	Etat des lieux	112
3.2.2.2.	Les prix et les offres	117
3.3.	La sécurité d'approvisionnement.....	122
3.3.1.	Le suivi de l'équilibre offre / demande de gaz naturel	122
3.3.1.1.	Hiver 2022-2023	122
3.3.1.2.	Hiver 2023-2024	122
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.....	123
3.3.2.3.	Les terminaux méthaniers.....	125
3.3.3.	Les mesures de réponse aux pics de demandes et aux déficits d'approvisionnement	125
3.3.3.1.	Les obligations des opérateurs de transport et de distribution de gaz	125
3.3.3.2.	Les mesures d'urgence	125
4.	La protection des consommateurs.....	128
4.1.	Accès des consommateurs aux données de consommation	128
4.2.	Questions et réclamations	128
4.3.	La protection des clients vulnérables.....	128
4.3.1.	Electricité	129
4.3.2.	Gaz.....	130
4.3.3.	Les mesures d'urgence relatives à la pandémie de COVID-19 et au contexte des prix de l'énergie élevés, à destination des consommateurs.....	131
4.3.3.1.	Boucliers tarifaires et amortisseurs.....	131
4.3.3.2.	Dispositifs de fourniture de secours et de derniers recours	135
4.3.3.3.	L'accompagnement des consommateurs en contexte de crise.....	136
5.	Décisions marquantes en matière de sanctions et de règlements de différends.....	137
5.1.	Décisions marquantes en matière de sanctions.....	137
5.1.1.	CoRDIS, décision de sanction du 27 juillet 2023, une société est condamnée à hauteur de 80 000 € pour des manquements au règlement « REMIT »	137
5.1.2.	CoRDIS, décision du 20 septembre 2023, la société Danske est mise hors de cause pour des manquements au règlement « REMIT »	137

5.1.3. CoRDIS, décision de sanction du 26 décembre 2023, une société est condamnée à hauteur de 500 000 euros pour des manquements au règlement « REMIT »	138
5.1.4. CoRDIS, décision de sanction du 11 juillet 2024, un fournisseur d'énergie est condamné à hauteur de 6 000 000 euros pour abus du droit d'accès à l'électricité nucléaire historique	138
5.2. Décisions marquantes en matière de règlements de différends	139
5.2.1. CoRDIS, décision de mesures conservatoires du 18 juillet 2023 relative à la réalisation de travaux de raccordement et à la mise en sécurité d'une colonne montante	139
5.2.2. CoRDIS, décision du 18 septembre 2023 relative au raccordement d'un lotissement au réseau public de distribution d'électricité	139
5.2.3. CoRDIS, décision du 13 octobre 2023 relative à la fixation du niveau du timbre d'injection des installations de production de biométhane injectant sur le réseau de distribution de gaz naturel de la société GRDF	140
5.2.4. CoRDIS, décision du 13 octobre 2023 relative à la mise en sécurité d'installations électriques de la colonne montante d'un immeuble d'habitation	140
5.2.5. CoRDIS, décision du 24 octobre 2023 relative à la qualité de l'alimentation électrique d'une installation de consommation	141
5.2.6. CoRDIS, décision du 1^{er} décembre 2023 relative à une demande de liquidation d'astreinte	142
5.2.7. CoRDIS, décision du 29 janvier 2024 relative aux conditions de raccordement d'une canalisation au réseau public de transport de gaz naturel	142
5.2.8. CoRDIS, décision du 5 février 2024 relative à l'absence d'offre concurrente de fourniture d'électricité sur le segment des consommateurs résidentiels dans la zone de desserte d'une entreprise locale de distribution	143
5.2.9. CoRDIS, décision du 27 mars 2024 relative à l'interprétation d'un contrat CARD-I et à la notion de « mise en service de l'installation de production »	144
5.2.10. Cour d'appel de Paris, arrêt du 26 octobre 2023, réformation partielle d'une décision du CoRDIS portant sur un différend entre les sociétés Gazonor et GRTgaz 145	
5.2.11. Cour d'appel de Paris, arrêts du 18 janvier 2024, réformation de deux décisions du CoRDIS portant le raccordement d'installations de production d'énergie renouvelable	145
5.2.12. Cour d'appel de Paris, arrêts du 15 février 2024, annulation de deux décisions du CoRDIS portant sur des différends entre les sociétés Enedis et Elec'Chantier 44	145

PRINCIPAUX DEVELOPPEMENTS DES MARCHES FRANÇAIS DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ NATUREL EN 2023 ET AU PREMIER SEMESTRE 2024

1. Présentation de la Commission de Régulation de l'Énergie

1.1. Message du collègue

2022 a fait plonger le secteur de l'énergie et plus largement l'Europe dans une période de crise majeure, et dans laquelle il a fallu inventer et créer, en temps réel, des solutions aux défis que la guerre en Ukraine et la perte des productions nucléaire et hydraulique ont générés. Après cette année mouvementée, 2023 a été une période où il a fallu solder les mesures de protection qui n'étaient que temporaires, tout en consolidant les apprentissages, pour construire un système encore plus résilient.

Au cours de cette année hors-norme, le Collège de la CRE a maintenu les trois valeurs fondatrices de son action : son impartialité, sa transparence et son indépendance, en veillant à ce que les changements apportés à la régulation, en réponse à la récente crise, s'inscrivent dans la continuité de ses principes d'actions.

Guidé par ce triptyque, le Collège a souhaité sanctuariser l'équilibre entre la protection des consommateurs, l'attention portée au bon usage des moyens publics et la nécessité d'offrir un cadre favorable aux investissements nécessaires à l'avancement de la transition énergétique.

Chiffrée à plusieurs centaines de milliards d'euros pour les dix prochaines années, tant dans les réseaux que dans les moyens de production, la masse de ces investissements nécessitera certainement la stabilité du cadre réglementaire. Un cadre réglementaire stable demeure un des principaux piliers pour soutenir la capacité à mobiliser des ressources privées. Ces ressources doivent notamment permettre de faire face aux défis historiques ou d'entretien qui se dessinent tant dans le domaine des investissements que de la maintenance, pour l'accélération de la production d'énergies décarbonées et l'adaptation des réseaux, qu'ils soient électriques ou gaziers.

Dans le domaine du marché de détail, tant par la mise en place d'un prix repère dans le gaz que dans la détermination des compensations à verser aux fournisseurs pour l'application des boucliers tarifaires, amortisseurs et suramortisseurs, la CRE a toujours privilégié la recherche d'un juste équilibre entre la protection des consommateurs, le reflet des coûts réels et effectifs des fournisseurs et l'exigence et la rigueur des contrôles nécessaires.

De même, dans l'instruction des dispositifs gouvernementaux en matière de soutien aux énergies renouvelables, la CRE a su trouver le juste arbitrage entre l'assurance de voir des sources de production décarbonée se déployer rapidement dans les territoires pour permettre d'atteindre les objectifs de décarbonation que les enjeux climatiques exigent, et le fait que ces dispositifs soient au meilleur prix pour la collectivité.

Dans le domaine des Zones Non Interconnectées (ZNI), la CRE a été particulièrement proactive pour établir les conditions nécessaires à l'élaboration de politiques énergétiques spécifiques à chaque territoire. Les collectivités locales montrent, jour après jour, leur capacité à s'approprier leur destin énergétique grâce à une coopération étroite avec toutes les parties prenantes du secteur. Cette montée en compétences techniques rend hommage à la solidarité nationale, permettant aux ZNI de développer une expertise unique, symbolisant à l'échelle mondiale la réussite de la transition écologique dans des zones non interconnectées.

Enfin, la CRE entend aussi jouer son rôle au niveau européen et international au sein de l'agence européenne de coopération (ACER), mais également des associations en la matière (ERRA, REGULAE, MEDREG). C'est tout naturellement qu'elle y contribue par ses analyses et sa vision, qui se veulent tout à la fois empreintes de pragmatisme et d'écoute des acteurs du secteur, mais également de capacité à faire évoluer le système, le *statu quo* rimant souvent avec retard dans l'atteinte des objectifs d'intégration des marchés, de décarbonation et d'opportunités offertes aux consommateurs.

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 en 2000, sa mission principale est de concourir « au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel au bénéfice des consommateurs finals et en cohérence avec les objectifs de la politique énergétique ». Pour l'accomplir, 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 d'indépendance, de transparence et d'impartialité, la CRE continuera, comme en 2022, d'agir pour l'intérêt général en faveur du bon fonctionnement de notre système énergétique, du renforcement de la protection des consommateurs et de l'accélération de la transition écologique. Elle a, pour ce faire, adopté début 2023 une feuille de route stratégique, « Porter son expertise économique et de la régulation au niveau national, européen et international » pour 2023 et 2024, qui détaille ses objectifs, donne de la visibilité aux parties prenantes du secteur et fixe un cap à son action. La feuille de route définit les trois grands axes autour desquels la CRE réalisera ses actions lors des deux prochaines années : faire de la régulation des réseaux et de la transformation du système énergétique un levier pour accélérer la transition écologique ; assurer en continu le bon fonctionnement des marchés de gros et de détail et contribuer à leurs réformes structurelles ; porter nos valeurs et notre expertise au service d'un modèle de régulation national, européen et international.

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 de personnalités issues du milieu académique et de la recherche. Les années 2023 et 2024 ont été marquées par la mise en place de trois groupes de travail, à savoir un qui s'est penché sur l'insertion des petits réacteurs modulaires (SMR et AMR) dans les systèmes énergétiques, une qui a porté sur le captage et le stockage du carbone (CCS), et une consacrée au pilotage des bâtiments tertiaires.

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'Energie a évolué. Son article 21 prévoit notamment que les AAI adressent au Gouvernement et au Parlement, chaque année avant le 1^{er} 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.

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.

Les missions de la CRE se déclinent en deux volets principaux. D'une part, une mission de régulation des réseaux d'électricité et de gaz naturel consistant à garantir aux utilisateurs (entreprises, collectivités territoriales, consommateurs, fournisseurs) un accès non discriminatoire aux infrastructures de transport et de distribution qui sont des monopoles naturels, tout en assurant la sécurité d'approvisionnement. D'autre part, une mission de régulation des marchés permettant le développement d'une concurrence libre et loyale au bénéfice du consommateur final. 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. En 2023, pour effectuer ses missions, le collège de la CRE a rendu 371 délibérations.

Depuis 2018, la CRE régule l'accès au stockage de gaz en application de 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.

La loi « Energie et Climat » a confié de nouvelles missions à la CRE. Elle est ainsi en charge du suivi de la mise en œuvre de la fin des tarifs réglementés de vente d'électricité pour certains clients professionnels et des tarifs réglementés de vente de gaz naturel, de la mise en œuvre du dispositif de

dérogation au cadre réglementaire pour les sujets qui relèvent de sa compétence et participe à la mise en œuvre du fournisseur de dernier recours en gaz naturel et de secours en électricité et en gaz naturel.

L'ordonnance n° 2021-237 du 3 mars 2021, qui transpose la directive (UE) 2019/944 du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, a également confié à la CRE de nouvelles missions, en particulier s'agissant de l'approbation des plans de développement du réseau des gestionnaires de réseau de distribution, de l'octroi des dérogations à l'interdiction faite aux GRD de posséder, développer ou exploiter des installations de stockage, ou du suivi des offres à tarification dynamique.

La loi énergie-climat de 2019 et l'ordonnance du 26 février 2020 ont habilité le président de la CRE à transiger sur les demandes de restitution et à engager le paiement des sommes correspondantes dans le cadre des réclamations faites par les contribuables quant à la contribution au service public d'électricité (CSPE), taxe acquittée par tous les consommateurs finaux d'électricité qui a été instituée depuis 2003. Le décret du 30 octobre 2020 a prévu les modalités de remboursement *via* une plateforme en ligne permettant aux entreprises et aux particuliers de déposer leurs demandes de remboursement et à la CRE de les traiter. Ces nouvelles modalités ont été prévues à la suite d'un contentieux de masse, avec des réclamations déposées par plus 55000 contribuables, d'ici à la fin 2022.

En outre, depuis le 9 janvier 2024, la CRE est rattachée budgétairement au ministère de l'Economie, 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 2023, la CRE comptait 160 agents (hors commissaires) dont 70 femmes et 90 hommes (elle comptait 165 agents au 31 décembre 2022 dont 75 femmes et 90 hommes).

La période couverte par le présent rapport a été marquée par une sortie progressive de la crise énergétique et des choix importants faits pour adapter le secteur de l'énergie aux enjeux de la décarbonation. Le secteur de l'énergie dans sa globalité est à un moment unique de transformations simultanées : la production, la consommation, les réseaux et les règles de marché.

Dans ce contexte, la CRE a assuré l'ensemble de ses missions, tout en renforçant la protection des consommateurs et le fonctionnement du marché de détail. Elle a contribué à l'amélioration de la surveillance des marchés de gros du gaz et de l'électricité contre les abus sur le marché de l'énergie. Les infrastructures et les interconnexions ont, quant à elles, permis d'assurer une solidarité au niveau européen tout en évoluant afin de répondre aux objectifs de la transition énergétique, deux aspects sur lesquels le régulateur a poursuivi son action.

Les prochaines années seront marquées par la mise en œuvre des nombreux textes européens (la réforme du marché de l'électricité, le paquet hydrogène et gaz, la directive sur les énergies renouvelables, etc.) qui sont entrés en vigueur en 2023 et 2024. Force de proposition, la CRE a joué un rôle actif à chaque étape des négociations de ces textes avec l'objectif de rendre le marché intérieur plus résilient face aux chocs, en protégeant plus efficacement les consommateurs contre la volatilité des prix, et en favorisant le développement de la production décarbonée, du stockage et de la flexibilité de la demande.

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 Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) en ce qui concerne la conformité aux réglementations européennes concernant l'accès des tiers aux réseaux (2.1), la structuration d'un marché de gros efficace (2.2.1), la promotion de la concurrence sur le marché de détail (2.2.2) 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 143 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, 112 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 2012¹, la Commission de Régulation de l'Énergie (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 2018².

Par une décision du 2 juillet 2020³, 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.

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

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

³ [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](#)

Par une délibération du 24 février 2022⁴, 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.

Par une nouvelle délibération du 27 avril 2023⁵, 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 2024⁶. La CRE a adopté le 22 septembre 2023⁷ une délibération portant décision relative à la proposition de nomination d'un membre du directoire de la société RTE. Elle s'est enfin prononcée sur la nomination de certains membres appartenant la « minorité » du conseil de surveillance du GRT dans sa délibération du 5 avril 2023⁸.

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 fournis conformément aux dispositions de l'article L. 111-18 du code de l'énergie.

Au cours de l'année 2023, trente et un 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^{er} février 2024⁹, 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^{er} 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.

⁴ [Délibération de la CRE 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](#)

⁵ [Délibération de la CRE du 27 avril 2023 portant maintien de la certification de la société RTE](#)

⁶ [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](#)

⁷ [Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 22 septembre 2023 portant décision relative à la proposition de nomination d'un membre du directoire de la société RTE](#)

⁸ [Délibération de la CRE du 5 avril 2023 portant décision relative à la proposition de nomination de deux membres de la minorité du conseil de surveillance de RTE](#)

⁹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie n°2024-28 du 1^{er} février 2024 portant approbation de la proposition de nomination du responsable de la conformité de la société RTE (non publique)

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.

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 2023-2024 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 143 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.

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-BT¹⁰ 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 »).

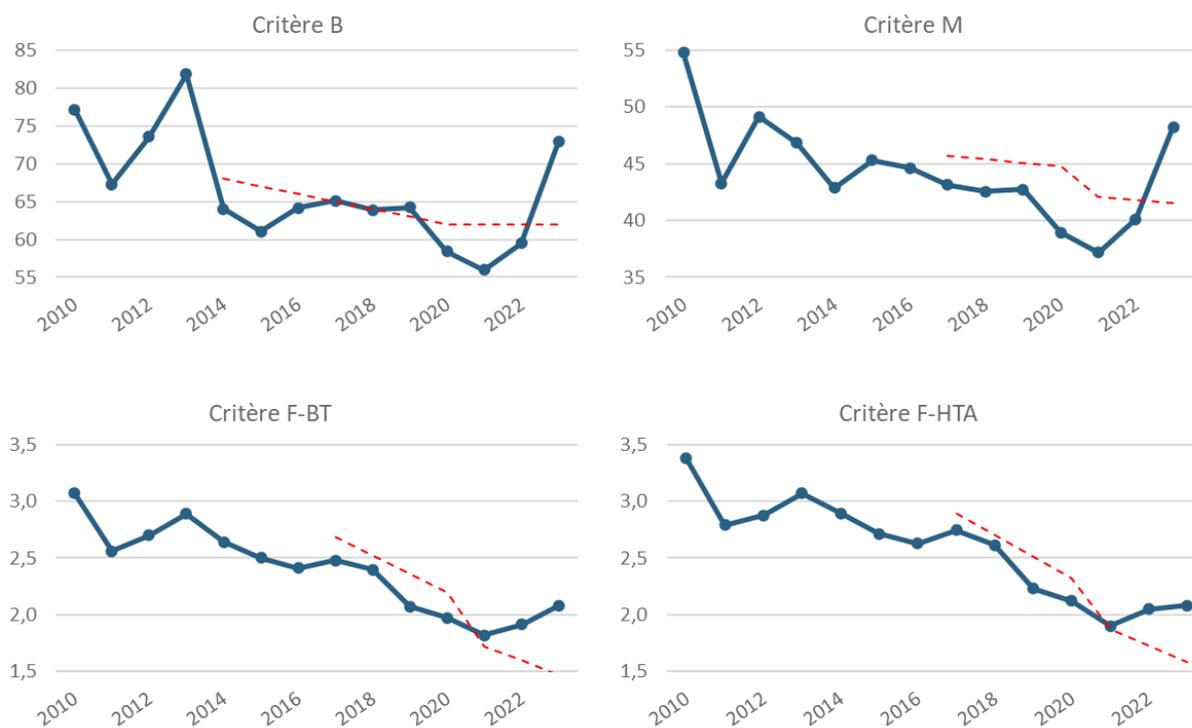
À ces indicateurs s'ajoutent 7 indicateurs suivis par la CRE.

L'évolution des indicateurs incités est présentée dans les figures ci-dessous. Ils traduisent, sur les quatre dernières années, une stabilisation de la durée de coupure en basse tension (critère B) et une amélioration de la durée de coupure en HTA (critère M), ainsi que de la fréquence de coupure sur l'ensemble du réseau d'Enedis. Les années 2020 et 2021, calmes sur le plan météorologique, ont entraîné une amélioration significative et continue des critères B et M par rapport aux années précédentes. En 2022, la performance d'Enedis est restée en dessous des objectifs fixés. Les durées moyennes de coupures, tant pour les clients BT que pour les clients HTA, ont augmenté par rapport à 2021, ceci s'explique notamment par les fortes chaleurs de l'été 2022. L'année 2023 a été marquée par

¹⁰ 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)

des événements climatiques exceptionnels, qui ont très fortement accru les résultats sur les 4 critères incités.

La délibération TURPE 6 a été l'occasion de fixer de nouveaux objectifs pour les 4 indicateurs incités pour les années 2021 à 2024.



- **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 HTB¹¹, 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.

Dans le cadre des travaux préparatoires à l'élaboration du TURPE 6 HTB¹², la CRE avait consulté les acteurs du marché de l'électricité au mois d'octobre 2019¹³ sur des sujets de qualité de service et de qualité d'alimentation notamment. Le constat fait par la CRE était que le niveau de qualité d'alimentation atteint actuellement sur la durée moyenne de coupure et la fréquence moyenne de coupure était jugé satisfaisant et ne devait pas nécessairement être amélioré par RTE pour la prochaine période tarifaire.

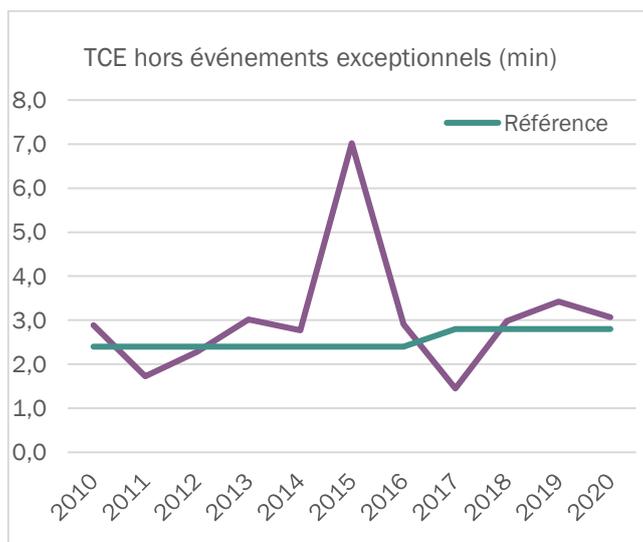
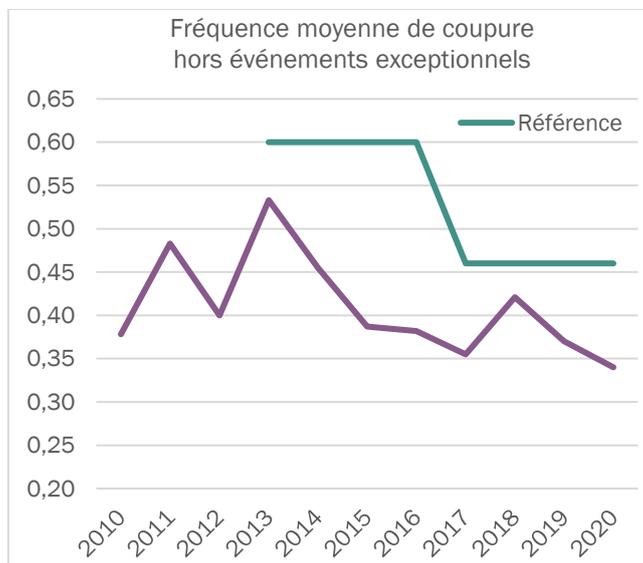
¹¹ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (TURPE 6 HTB)

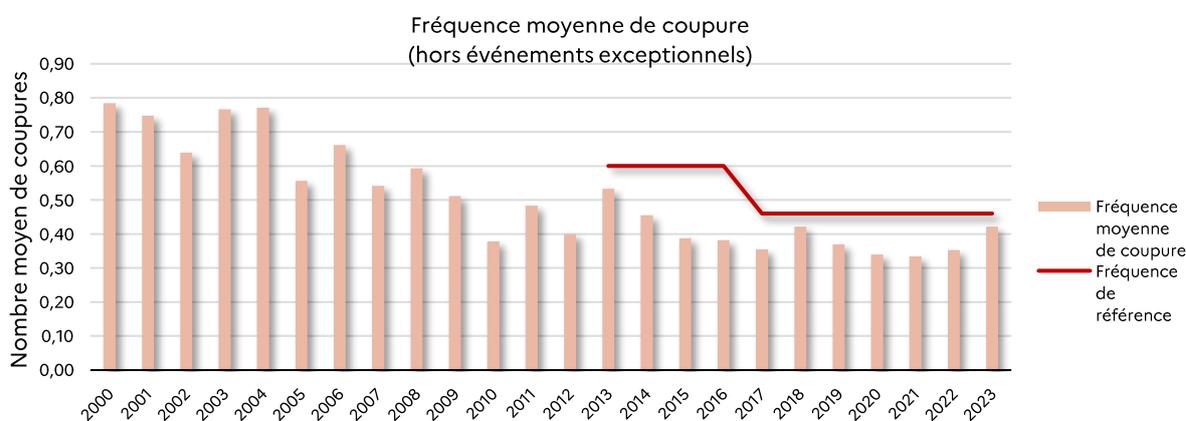
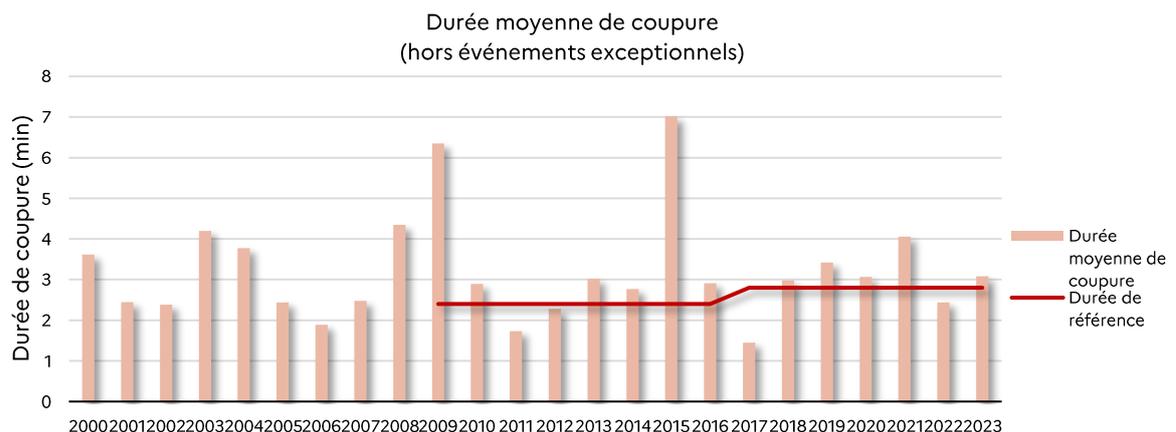
¹² Délibération de la CRE du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (TURPE 6 HTB)

¹³ Consultation publique n°2019-019 du 17 octobre 2019 relative à la qualité de service et aux actions des gestionnaires de réseaux en faveur de l'innovation des acteurs pour le secteur de l'électricité

Ainsi, afin d'inciter RTE à maintenir le niveau de qualité actuel tout en maîtrisant ses investissements dans le réseau, la CRE a mis en place une régulation incitative asymétrique pour le TURPE 6 HTB : RTE ne percevra pas de prime s'il bat les niveaux cibles sur l'un ou l'autre des deux indicateurs. Tous les autres paramètres du dispositif : cibles, force de l'incitation et plafond du montant de l'incitation, restent inchangés par rapport au TURPE 5 HTB.

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





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

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 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 2023, les pénalités versées par Enedis aux clients résidentiels ont représenté un montant total de 167 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€.

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 6, ce dispositif prévoit une couverture par le TURPE HTB du remboursement de ces indemnités sur la base d'une trajectoire de 1.8 M€/an et une inclusion au compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) de la part des remboursements excédant 9 M€/an.

La CRE mène courant 2024 les travaux de définition des indicateurs et objectifs pour la période TURPE 7 (2025-2028).

2.1.2.1.3. L'incitation à une meilleure qualité de service

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

Dans le cadre des travaux préparatoires au TURPE 6, la CRE a publié le 17 octobre 2019 une consultation publique portant sur la régulation incitative de la qualité de service dans le secteur de l'électricité. Les réponses à cette consultation publique ont permis de dégager 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 6 actualise le cadre de régulation mis en place en TURPE 5 et introduit de nouveaux indicateurs permettant de traiter les axes dégagés à la suite de la consultation publique.

Concernant la continuité d'alimentation, la CRE a reconduit avec le TURPE 6, 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 5. 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 à ± 83 M€ pour neutraliser l'impact des performances extrêmes qui se produisent moins de 1 % du temps. 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 desserte¹⁴.

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 6 a mis en place une régulation incitative de la mise à disposition des données, celle-ci vise à s'assurer que les possibilités des compteurs communicants déployés par Enedis sont effectivement exploitées pour offrir la meilleure qualité de service aux utilisateurs. Cette régulation s'appuie sur 4 indicateurs incités financièrement :

- taux de disponibilité en J+1 des courbes de charge Linky ;
- taux de transmission en J+1 des index et autres données de compteur (avant 9h) ;
- taux de télérelevés pour facturation réussis pour les compteurs BT > 36 kVA ;
- taux de transmission des courbes de charge en J+1 pour le marché d'affaires.

La performance d'Enedis sur l'année 2023 est contrastée et entraîne un malus global de – 11 M€ sur la globalité des régulations incitatives relatives à la qualité de service, celles-ci se décomposent entre les

¹⁴ Délibération de la CRE 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

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 - 12,2 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 -16,8 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 2022 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 en 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.

La CRE mène courant 2024 les travaux de définition des indicateurs et objectifs pour la période TURPE 7 (2025-2028).

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

Pour la période du TURPE 6 HTB, la qualité de service (en dehors de la régulation incitative sur la qualité d'alimentation) de RTE est suivie au travers de quatorze indicateurs :

- Raccordements :
 - suivi du respect des délais inscrits dans la PTF ;
 - suivi du respect des délais inscrits dans la convention de raccordement ;
 - suivi des écarts entre les coûts inscrits dans la convention de raccordement et les coûts réels ;
 - suivi des écarts entre les coûts inscrits dans la PTF +/- 15 % et les coûts réels ;
 - suivi des délais moyens de raccordement par segment (éolien en mer, EnR terrestres, distributeurs et consommateurs) ;
- Comptage :
 - suivi du respect des délais d'intervention de dépannage sur compteurs ;
- Réclamations :
 - suivi du taux de réponse sous 10 jours ;
 - suivi du taux de traitement des réclamations sous 30 jours ;
 - suivi de la durée moyenne globale de traitement des réclamations ;
- 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.

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, dans sa délibération du 5 janvier 2023¹⁵, a complété ce dispositif en renforçant, pour les années 2023 et 2024, l'incitation à la performance de RTE sur les raccordements.

Ainsi, la CRE a mis en place une régulation incitative relative aux délais de transmissions des études de raccordement (propositions techniques et financières) par RTE. Ce mécanisme est dissocié en fonction des segments d'utilisateurs du réseau et repose sur des taux cibles de respect des délais, visant à revenir progressivement au niveau de performance de la période tarifaire précédente, en tenant compte de la nécessité pour RTE de s'organiser face à l'augmentation des demandes constatée récemment.

Par ailleurs, la CRE a complété le dispositif de suivi de la qualité de service prévu par la délibération TURPE 6 HTB par les indicateurs suivants :

- taux de propositions techniques et financières transmises dans les délais convenus avec le demandeur ;
- taux de propositions techniques et financières transmises dans un délai de trois mois ;
- nombre de propositions techniques et financières transmises dans un délai supérieur à six mois ;
- délai convenu moyen de transmission des propositions techniques et financières (en nombre de mois) ;
- délais moyens de transmission des propositions techniques et financières (en nombre de mois).

Ces cinq indicateurs sont décomposés par catégorie d'utilisateurs du réseau (« producteurs et GRD » et « consommateurs »).

2.1.2.2. Le système de comptage évolué d'Enedis

Le projet Linky consiste à remplacer d'ici à 2024 le parc de compteurs du marché de masse (BT ≤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 37,1 millions de compteurs ont été posés sur la zone de desserte d'Enedis (soit 94,3 % 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,

¹⁵ [Délibération de la CRE du 5 janvier 2023 portant décision modifiant les délibérations de la CRE n°2021-12 du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité \(TURPE 6 HTB\) et n°2021-13 du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité \(TURPE 6 HTA-BT\)](#)

sont prévues pour le demandeur du raccordement en cas de dépassement de ce délai. Il s'agit d'une pénalité de 50 € en cas du 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^{er} 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 2016¹⁶, 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 2017¹⁷. 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 2017¹⁸. 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

¹⁶ Délibération de la CRE 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

¹⁷ Délibération de la CRE 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.

¹⁸ Délibération de la CRE 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

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 2021¹⁹.

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* ».

La loi n°2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience²⁰ 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 avis²¹ favorable sur ce décret.

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.

En 2022, les résultats d'Enedis sur l'indicateur sont au-dessus des objectifs fixés sur l'ensemble des catégories. Alors que le tarif TURPE a fixé une trajectoire d'amélioration progressive, Enedis ne se rapproche des objectifs fixés que sur une seule catégorie de clients :

- amélioration sur les délais de raccordement des clients en soutirage en BT < 36 kVA sans extension du réseau, passés de 85 jours en 2021 à 74 jours en 2022. Cependant Enedis reste encore au-dessus de l'objectif fixé de 68 jours pour 2022 ;
- stagnation du délai de raccordement des clients BT ≤ 36 kVA avec extension du réseau entre 2021 et 2022, à 164,9 jours. Le TURPE 6 fixant une trajectoire d'amélioration progressive, Enedis s'est éloigné en 2022 de l'objectif fixé, qu'il dépasse désormais de 23,9 jours ;

¹⁹[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](#)

²⁰ [Loi n° 2021-1104 du 22 août 2021 portant lutte contre le dérèglement climatique et renforcement de la résilience face à ses effets](#)

²¹ [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](#)

- stagnation du délai de raccordement BT > 36 kVA avec et sans extension et des raccordements collectifs à 144,8 et 226,3 jours respectivement. Le TURPE 6 fixant une trajectoire d'amélioration progressive, Enedis s'est éloigné en 2022 de l'objectif fixé, qu'il dépasse désormais de 6,8 et 27,3 jours respectivement ;
- augmentation du délai de raccordement des clients en soutirage sur le réseau HTA de 217 jours en 2021 à 230 jours en 2022, pour un objectif fixé par le TURPE 6 à 175 jours ;
- augmentation du délai de raccordement des sites en injection (producteurs), passant pour les sites en BT > 36 kVA et HTA, de 233 jours en 2021 à 254 jours en 2022, pour un objectif fixé par le TURPE 6 de 180 jours en 2022.

Enfin, le législateur a prévu le versement d'indemnités pour retard dans les délais de raccordement dans le cadre de la solution préfinancée par le gestionnaire de réseau pour le raccordement des IRVE dans les copropriétés : au-delà du délai le plus court entre le délai précisé par la convention de raccordement et 6 mois, 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 du délai. Par sa délibération du 21 juin 2023²², 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.

2.1.2.3.2. 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 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 2017²³.

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 2021²⁴.

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

²² Délibération de la CRE 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

²³ 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

²⁴ 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

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 avis²⁵ 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 »)²⁶ 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 2023²⁷, 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 :

- 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 2021²⁸. Aucune suite n'a été donnée à ce jour.

Après avoir fait évoluer son barème pour définir les prix à partir des coûts constatés des opérations réalisées sur les affaires passées (et non plus d'hypothèse à dire d'expert), Enedis a saisi la CRE d'un nouveau projet de barème de raccordement V7 répondant à plusieurs demandes de la CRE. Ce barème introduit de nouvelles formules de coûts simplifiées notamment pour le raccordement d'IRVE en copropriété et une mise à jour des prix pour tenir compte de l'évolution des coûts des chantiers de

²⁵ [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](#)

²⁶ [LOI n° 2019-1428 du 24 décembre 2019 d'orientation des mobilités \(1\)](#)

²⁷ [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](#)

²⁸ [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](#)

raccordement. Ce projet de barème a été approuvé par la CRE le 20 avril 2023²⁹ et est rentré en vigueur le 20 juillet 2023.

Approbation par la CRE du dernier Barème de raccordement notifié	Gestionnaires de réseau desservant plus de 100 000 clients	Date d'entrée en vigueur du dernier Barème de raccordement notifié à la CRE
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 Electricité 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 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 2022³⁰.

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

²⁹ Délibération de la CRE du 20 avril 2023 portant approbation du barème d'ENEDIS pour la facturation des opérations de raccordement des utilisateurs aux réseaux publics de distribution d'électricité

³⁰ 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

l'infrastructure de recharge collective. À la suite de cette consultation publique, la CRE a proposé³¹ ces niveaux minimum et maximum à la ministre chargée de l'énergie qui ont ensuite fait l'objet d'un arrêté du 2 juin 2023.³²

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 :

Approbation par la CRE du dernier barème de raccordement notifié	Gestionnaires de réseau desservant plus de 100 000 clients
Délibération du 21 juin 2024	Enedis
Délibération du 28 septembre 2023	Strasbourg Electricité 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

- **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 lancée 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.

- **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

³¹ [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](#)

³² [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](#)

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).

Le décret 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

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 (avis³³ 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 ;

³³ [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 2018³⁴.

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.

³⁴ 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 2019³⁵, 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 2020³⁶.

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.

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 fin juillet 2024 pour préciser ces modalités.

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 Enedis³⁷ et RTE³⁸. 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 2023³⁹.

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.

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.

³⁵ [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](#)

³⁶ [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](#)

³⁷ [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](#)

³⁸ [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](#)

³⁹ [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 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^{er} août 2021, pour une durée d'environ quatre ans, en application de la délibération de la CRE du 21 janvier 2021⁴⁰.

Les travaux menés par la CRE pour l'élaboration du TURPE 6 HTB se sont étalés entre février 2019 et octobre 2020, à travers l'organisation de cinq consultations publiques :

- la première, en date du 14 février 2019⁴¹, concernait le cadre de régulation applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées pour la prochaine génération de tarifs ;
- la deuxième, en date du 23 mai 2019⁴², portait principalement sur les principes et enjeux de la structure des TURPE 6 HTB et TURPE 6 HTA-BT et comprenait, en particulier, des premières orientations relatives à la composante de gestion, la composante de comptage, la forme des grilles de soutirage et la tarification de l'injection ;
- la troisième, en date du 17 octobre 2019⁴³, portait sur la qualité de service et les actions des gestionnaires de réseaux en faveur de l'innovation des acteurs pour le secteur de l'électricité ;
- la quatrième, en date du 19 mars 2020⁴⁴, portait principalement sur les évolutions de la composante de soutirage envisagées par la CRE ;
- la dernière, en date du 1^{er} octobre 2020⁴⁵, présentait la proposition finale de la CRE pour le TURPE 6 HTB. Elle portait ainsi sur le cadre de régulation tarifaire, notamment la qualité de service et l'innovation, le niveau des charges et recettes de RTE et le niveau du tarif en découlant ainsi que la structure tarifaire.

Par ailleurs, la CRE a mené une consultation publique, en date du 9 juillet 2020⁴⁶, portant sur les signaux économiques envoyés aux producteurs d'électricité et sur l'opportunité d'une tarification des injections, en indiquant cependant que les évolutions envisagées n'avaient pas vocation à être mises en œuvre dès le TURPE 6, mais éventuellement ultérieurement.

⁴⁰ [Délibération de la CRE du 21 janvier 2021](#)

⁴¹ [Consultation publique du 14 février 2019 n°2019-003 relative au cadre de régulation tarifaire applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées en France](#)

⁴² [Consultation publique n°2019-011 du 23 mai 2019 relative à la structure des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité « TURPE 6 »](#)

⁴³ [Consultation publique n°2019-019 du 17 octobre 2019 relative à la qualité de service et aux actions des gestionnaires de réseaux en faveur de l'innovation des acteurs pour le secteur de l'électricité](#)

⁴⁴ [Consultation publique n°2020-007 du 19 mars 2020 relative à la composante de soutirage des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité « TURPE 6 »](#)

⁴⁵ [Consultation publique n°2020-015 du 1er octobre 2020 relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité \(TURPE 6 HTB\)](#)

⁴⁶ [Consultation publique n°2020-011 du 9 juillet 2020 relative aux signaux économiques envoyés aux producteurs d'électricité](#)

En sus des réponses à ses consultations publiques, la CRE a mené des analyses approfondies sur les charges prévisionnelles présentées par RTE, et des audits externes⁴⁷ ont également été diligentés.

La CRE a également auditionné RTE ainsi que son actionnaire Co-entreprise de Transport d'Electricité (CTE).

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 et solidaire, par courrier reçu en date du 19 juin 2020. Ces orientations ont été publiées sur le site de la CRE⁴⁸.

Le TURPE 6 HTB reconduit le cadre général de régulation des tarifs TURPE 5, mais doit aussi permettre d'apporter des réponses aux enjeux identifiés comme prioritaires pour les quatre prochaines années :

- le réseau public de transport d'électricité devra jouer un rôle majeur dans la transition énergétique ;
- les investissements nécessaires devront être faits en maîtrisant leurs coûts ;
- la qualité d'alimentation doit être maintenue à un niveau élevé ;
- les évolutions technologiques dégagent des flexibilités nouvelles pour les réseaux ;
- RTE doit continuer à se transformer et à se moderniser ;
- l'évolution des factures doit être maîtrisée pour assurer l'acceptabilité du tarif.

Par la délibération du 5 janvier 2023⁴⁹, après avoir mené une consultation publique sur le sujet, en date du 20 octobre 2022⁵⁰, la CRE a modifié le cadre de régulation de RTE défini dans la délibération TURPE 6 HTB :

- La CRE a adapté le cadre de régulation de RTE au niveau élevé des prix de gros de l'électricité, notamment en les recentrant sur les volumes plutôt que sur les prix (coûts de congestion, coûts de constitution des réserves d'équilibrage, coûts des services système tension et coûts des achats pour la compensation des pertes électriques).
- La CRE a corrigé une inadéquation entre la trajectoire de charges de personnel, prise comme hypothèse de construction de la délibération TURPE 6 HTB, et les besoins réels de RTE afin que celui-ci puisse assurer l'ensemble de ses missions, dans un contexte d'accélération de la transition énergétique. En contrepartie, la CRE a renforcé l'incitation à la performance de RTE sur les raccordements, dans un contexte de hausse importante des demandes de raccordement, se matérialisant notamment par une augmentation importante des demandes d'études. La CRE a ainsi introduit une incitation financière sur les délais de transmission des propositions techniques et financières. En outre, la CRE a introduit le suivi de cinq nouveaux indicateurs de qualité de service relatifs aux délais de transmission de ces propositions.
- Pour le reste de la période TURPE 6, la CRE a introduit la possibilité de prendre en charge au CRCP les créances irrécouvrables des responsables d'équilibre au cas par cas et sur la base de dossiers argumentés démontrant que RTE a effectué une gestion adaptée de la situation des responsables d'équilibre défaillants.
- Enfin, en application du paragraphe 2.5.4. de la délibération TURPE 6 HTB consacré à l'incitation à l'innovation à l'externe, a été ajoutée une action à la liste d'actions prioritaires

⁴⁷ Un audit de la demande relative aux charges d'exploitation de RTE (hors achats liés à l'exploitation du système électrique) pour la période 2021-2024 et un audit de la demande de taux de rémunération des actifs régulés des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution d'électricité.

⁴⁸ [Lettre de Madame la Ministre de la Transition écologique et solidaire Elisabeth Borne à l'attention de Monsieur Jean-François Carencu, Président de la CRE - 17 juin 2020](#)

⁴⁹ [Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 5 janvier 2023 portant décision modifiant les délibérations de la Commission de régulation de l'énergie n°2021-12 du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité \(TURPE 6 HTB\) et n°2021-13 du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité \(TURPE 6 HTA-BT\)](#)

⁵⁰ [Consultation publique n°2022-11 du 20 octobre 2022 relative aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité \(TURPE 6 HTB et HTA-BT\)](#)

concernant la mise à disposition des capacités transfrontalières françaises sur la plateforme européenne MARI pour l'échange d'énergie d'équilibrage à partir de réserve tertiaire rapide.

La mise à jour annuelle du tarif TURPE 6 HTB en date du 31 mai 2023⁵¹ a fait évoluer la grille tarifaire du TURPE 6 HTB de +6,69 % au 1^{er} août 2023, en application des modalités prévues dans le tarif.

Les principaux faits marquants de l'évolution tarifaire 2022 sont les suivants :

- Le niveau moyen du TURPE 6 HTB augmente de 6,69 % au 1^{er} août 2023, en application des formules d'évolution annuelle prévues par la délibération TURPE 6 HTB, résultant de :
 - la prise en compte de l'inflation pour +4,20 % ;
 - le coefficient d'indexation annuelle automatique de 0,49 % ;
 - la prise en compte du solde du compte de régularisation des charges et produits (CRCP) soit + 2,00 %. Le CRCP permet de protéger RTE, dans un sens comme dans l'autre, contre les variations de charges ou de recettes imprévisibles et non maîtrisables.
- La crise d'approvisionnement inédite sur les marchés de l'énergie s'est traduite en 2022 par des écarts importants entre le prévisionnel et le réalisé sur certains postes de charges et de recettes constituant un excédent important à verser aux utilisateurs de réseau (1 939 M€). À la suite de la délibération de la CRE du 8 décembre 2022⁵² et de la délibération de la CRE du 31 janvier 2023⁵³, cet excédent a été reversé de manière anticipée aux utilisateurs du réseau public de transport d'électricité début 2023. Pour rappel, cet excédent est composé des postes suivants :
 - les recettes d'interconnexion sont supérieures aux prévisions (+2 231 M€) du fait de différentiels de prix plus élevés que prévu sur l'ensemble des frontières ;
 - les coûts liés à la constitution des réserves d'équilibrage sont supérieurs aux prévisions (-199 M€) du fait principalement de la hausse des prix de gros de l'électricité ;
 - les charges relatives aux congestions nationales et internationales sont supérieures aux prévisions (-157 M€)
 - les charges relatives à la compensation des pertes électriques sur le réseau sont inférieures à la prévisions (+64 M€).
- Les recettes tarifaires de RTE sont inférieures de 189 M€ aux recettes tarifaires prévisionnelles en raison d'un effet volume, lié à une diminution de l'énergie injectée par rapport aux prévisions (90 TWh injectés en moins), d'un climat doux se traduisant par des quantités soutirées inférieures aux prévisions (7 TWh soutirés en moins) et d'un abattement électro-intensif versé aux consommateurs éligibles plus élevé que prévu dans la délibération tarifaire. Conformément aux dispositions de la délibération tarifaire le déficit de recettes est rendu à RTE via le CRCP.

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 2021⁵⁴. Il est entré en application depuis le 1^{er} août 2021, pour une durée d'environ quatre ans. La CRE prépare donc le prochain tarif (dit TURPE 7 HTA-BT), qui entrera en vigueur le 1^{er} août 2025 (TURPE 7 HTA-BT). Les travaux et concertations relatifs à son élaboration ont été initiés en 2023 et se poursuivront tout au long de l'année 2024.

⁵¹ Délibération de la CRE du 31 mai 2023 portant décision sur l'évolution au 1^{er} août 2023 de la grille tarifaire des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB

⁵² Délibération n° 2022-323 de la CRE du 8 décembre 2022 portant décision relative à la mise en œuvre d'un versement anticipé exceptionnel d'une partie du solde du compte de régularisation des charges et produits (CRCP) de RTE

⁵³ Délibération n° 2023-50 de la CRE du 31 janvier 2023 portant décision relative à la fixation du montant total du versement anticipé exceptionnel d'une partie du solde du compte de régularisation des charges et produits (CRCP) de RTE

⁵⁴ 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)

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. Ces concertations se poursuivront jusqu'à fin 2024, avec l'organisation d'une large consultation publique à l'automne.

En plus des enjeux d'efficacité et de qualité de service, la CRE considère que ces nouveaux tarifs devront prendre en compte et accompagner la transformation rapide du système énergétique, notamment du fait des besoins élevés d'investissements dans les réseaux électriques, du 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.

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'autoconsommation⁵⁵, puis une délibération tarifaire⁵⁶. 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 avis⁵⁷ 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.

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

Pour la période tarifaire TURPE 6, 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.

⁵⁵ [Délibération de la CRE n°2018-027 du 15 février 2018 portant orientations et recommandations sur l'autoconsommation](#)

⁵⁶ [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](#)

⁵⁷ [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](#)

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. 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, Enedis a 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 Enedis et aux ELD d'électricité, au cours de la période tarifaire et maximum une fois par an, de disposer de fonds supplémentaires. Les GRD peuvent y prétendre sous réserve de pouvoir justifier d'une analyse coûts bénéfiques favorable, pour des projets relevant du déploiement des *smart grids* et dont les charges d'exploitation annuelles dépassent 1 M€ pour Enedis, 150 K€ pour EDF SEI et 15 K€ pour EDM. Aucun opérateur n'y a eu recours à date.

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 33,9 M€ en 2023 ;
- 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 2023 est de 305 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 2023

Après un solde exceptionnellement importateur en 2022 (-17,5 TWh), la France a retrouvé en 2023 un solde exportateur équivalent à la moyenne historique (50,2 TWh), et ce à l'ensemble des frontières, à l'exception de l'Espagne. Les volumes échangés en 2023 ont atteint leur niveau le plus élevé depuis 10 ans, avec des exports retrouvant les niveaux élevés de 2014-2015 (93,1 TWh), et des imports qui restent supérieurs aux niveaux d'avant crise (42,9 TWh). En 2023, la France n'a été importatrice nette que sur 11 % des heures de l'année contre 70 % en 2022.

Dès janvier 2023, la France a retrouvé sa position exportatrice nette, qui s'est maintenue sur tous les mois de l'année 2023. Le solde exportateur est resté limité sur les premiers mois de l'année en hiver, avec le maintien d'importations depuis la région Allemagne-Belgique et l'Espagne, avant de retrouver des niveaux similaires à la tendance historique au second semestre.

Le solde exportateur au dernier trimestre de 2023 a atteint le niveau le plus élevé des dix dernières années pour cette période, notamment grâce à une production éolienne importante, des températures douces et une disponibilité du parc nucléaire français plus élevée que les deux années précédentes. La France a notamment été très largement exportatrice vers la région Allemagne-Belgique sur les trois derniers mois de l'année 2023, alors que depuis 2015 elle était systématiquement importatrice nette sur cette période.

En 2023, la France a été légèrement importatrice depuis l'Espagne (2,0 TWh) et légèrement exportatrice depuis l'Allemagne et la Belgique (2,5 TWh). Elle a été largement exportatrice vers l'Italie (20,0 TWh), la Suisse (16,4 TWh) et la Grande-Bretagne (13,3 TWh). Avec l'Espagne, le solde des échanges, historiquement exportateur, est plus contrasté et dépend fortement des conditions météorologiques (production éolienne espagnole abondante en hiver, été caniculaire en Espagne).

Les prix constatés sur le marché journalier ont décliné progressivement tout au long de l'année 2023 jusqu'à retrouver en fin d'année des niveaux proches de la tendance historique, bien que plus élevés qu'avant la crise. Cela fait suite à une hausse spectaculaire et inédite des prix en Europe, en particulier

entre le printemps et l'été 2022, en lien avec les tensions sur la disponibilité du parc nucléaire et des stocks hydrauliques. En 2023, la France a présenté un prix de gros moyen plus faible que la Grande-Bretagne, l'Italie et l'Espagne mais plus élevé que l'Allemagne. Avec la Belgique et la Suisse, les prix moyens sont revenus très proches.

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.

Concernant la gestion des interconnexions aux frontières françaises, la rente de congestion perçue par RTE s'est maintenue à un niveau élevé en 2023, reflétant la persistance d'écart de prix à terme importants au moment des enchères de capacité long terme organisées fin 2022 en lien avec les incertitudes sur le passage de l'hiver 2022-2023, les niveaux de prix *spots* élevés au premier trimestre 2023 et l'importance des volumes échangés. Elle s'établit à 1,9 Mds€, contre 2,2 Mds€ en 2022 et 609,2 M€ en 2021.

2.1.4.2. Les règles d'allocation et de calcul de capacité

2.1.4.2.1. Le calcul des capacités aux échéances de court terme

L'article 15 du règlement « *Capacity Allocation and Congestion Management* » (CACM)⁵⁸ 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)⁵⁹).

En application de la décision de l'Agence pour la Coopération des Régulateurs de l'Énergie (ACER) datée du 17 novembre 2016⁶⁰, 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 et RO)
- **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^{er} 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 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-

⁵⁸ [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](#)

⁵⁹ [Règlement \(UE\) 2016/1719 de la Commission du 26 septembre 2016 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de capacité à terme](#)

⁶⁰ 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^{er} 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).

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 capacité⁶¹, 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. La fusion des régions Core et Italie Nord pour l'ensemble des méthodologies régionales sera étudiée par la suite.

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 ⁶² et décembre 2023 ⁶³	J : mis en œuvre en juin 2022
		IJ : adoptée par l'ACER en février 2019 ; amendée par l'ACER en avril 2022 ⁶⁴ et en mars 2024 ⁶⁵	IJ : mis en œuvre en mai 2024
Europe du Sud-Ouest	NTC coordonné	J et IJ : approuvée en novembre 2018 ⁶⁶ ; amendée par les régulateurs régionaux en janvier 2022 ⁶⁷	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 ⁶⁸ ; amendée par les régulateurs régionaux en septembre 2020 ⁶⁹	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 : en attente de soumission de méthodologie par les GRT Central Europe (T4 2024) IJ : non prévu	

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.

⁶¹ [Décision de l'ACER relative à la détermination des régions de calcul de capacité.](#)

⁶² [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](#)

⁶³ [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](#)

⁶⁴ [Décision de l'ACER relative aux méthodes de calcul de capacité pour la région Core](#)

⁶⁵ [Décision de l'ACER relative au 2ème et 3ème amendement de la méthodologie de capacité infrajournalier pour la région Core](#)

⁶⁶ [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](#)

⁶⁷ [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](#)

⁶⁸ [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](#)

⁶⁹ [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](#)

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 »⁷⁰ a introduit des dispositions à fort impact sur le calcul de capacité. Les GRT sont, depuis le 1^{er} 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 trois rapports depuis 2020 dont le dernier a été publié en juillet 2023⁷¹. Sur l'année 2022, les niveaux de capacités d'interconnexion mis à disposition des échanges transfrontaliers par RTE sont conformes au critère des 70 % sur 87 % des pas de temps en moyenne sur les trois régions évaluées. RTE a ainsi très majoritairement atteint les objectifs fixés par le règlement en 2022. Ce niveau élevé de capacités offertes témoigne de l'engagement de la France dans la construction du marché intérieur européen de l'électricité et confirme le bon dimensionnement du réseau de transport d'électricité français pour soutenir les échanges transfrontaliers. 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 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)⁷², la dernière en date ayant eu lieu le 24 juillet 2023 avec les données 2022. 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 %.

2.1.4.2.2. 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

⁷⁰ Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (refonte)

⁷¹ Mise en œuvre du seuil minimal de 70 % des capacités d'interconnexion pour les échanges aux frontières françaises : bilan de l'année 2022 et faits marquants - CRE

⁷² <https://opendata.reseaux-energies.fr/pages/accueil/>

degré de coordination variable entre GRT. Le règlement « *Forward Capacity Allocation* », dit règlement FCA⁷³, 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 a 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^{er} 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 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.

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'ACER⁷⁴, 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 des 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 repose sur un principe d'allocation des capacités selon une fonction de maximisation de 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 ont donné des résultats non satisfaisants, notamment parce qu'ils introduisent de l'instabilité quant aux capacités effectivement allouées à chaque frontière. La concurrence entre les frontières que cette méthodologie introduit peut même conduire à ce qu'aucune capacité ne soit allouée à certaines

⁷³ Règlement (UE) 2016/1719 de la Commission du 26 septembre 2016 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de capacité à terme.

⁷⁴ 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.

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. La mise en place de cette allocation a été suspendue.

Les méthodologies relatives au partage de la rente de congestion long terme et au partage des coûts de fermeture 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, et permettant ainsi d'harmoniser les échéances long terme et court terme.

2.1.4.2.3. 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 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 européen⁷⁵. L'accord de retrait (devenu « Accord de coopération et de commerce entre l'Union européenne et le Royaume-Uni »), entré en application le 1^{er} 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.

⁷⁵ [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](#)

Le règlement CACM prévoit que les États membres permettent à plusieurs opérateurs du couplage des marchés journalier et infra-journalier (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 2023⁷⁶ 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.

2.1.4.2.4. La mise en œuvre anticipée de l'allocation cible en infra-journalier

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.

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 infra-journalières par jour seront mises en place en complément du système continu, à partir de 2024. Ces enchères utiliseront des technologies similaires à celles du couplage journalier, ce qui implique que le marché infra journalier continu devra être interrompu le temps de mener les enchères.

2.1.4.2.5. 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.

⁷⁶ 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 infra-journalier de l'électricité en France

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 ⁷⁷	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 ⁷⁸ Partage des coûts : méthodologie transitoire approuvée en janvier 2022 ⁷⁹ .	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 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

⁷⁷ [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](#)

⁷⁸ [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](#)

⁷⁹ [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](#)

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.

2.1.4.3. Le développement des interconnexions françaises

2.1.4.3.1. 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'export⁸⁰ 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 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 2023⁸¹. La date de mise en service est prévue en 2028 (contre 2025 prévu initialement) en raison des contraintes de production des câbliers (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 partielle de l'interconnexion Savoie Piémont (France-Italie)**

La mise en service partielle de l'interconnexion par RTE et TERNNA a eu lieu le 7 novembre 2022 (lien n°2, 600 MW), alors que 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^{er} mars au 31 mai 2023

⁸⁰ NTC moyenne constatée en 2017

⁸¹ Délibération de la CRE du 2 mars 2023 portant modification de la décision conjointe de répartition transfrontalière du projet Golfe de Gascogne

en raison d'importants travaux de maintenance réalisés par la société du tunnel de Fréjus en Italie (SITAF) sur le viaduc de Bussoleno, est prolongée jusqu'à la mi-juillet 2023, en raison d'un acte de malveillance survenu en Italie le 3 mai 2023. Le lien n°1, non encore en service, serait mis en service fin juillet 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 2021⁸². 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 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

⁸² [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](#)

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 2022⁸³, 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

⁸³ [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](#)

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.

- **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 2022⁸⁴. L'accord a été mis à jour en conservant la répartition actuelle des coûts (65 % pour l'Irlande/35 % pour la France), les 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 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.

2.1.4.3.2. 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

⁸⁴ 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

des projets d'interconnexions. La CRE considère que le SDDR est globalement cohérent avec le TYNDP.

La CRE attend une mise à jour du schéma décennal de développement du réseau de RTE pour l'automne 2024. Les premiers résultats communiqués par RTE font état de dépenses d'investissement dans le réseau de transport de l'ordre de 100 Mds€ entre 2025 et 2040.

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. Le travail a été arrêté temporairement le temps que soit menée la réforme du *market design* de l'électricité et a repris au printemps 2024.

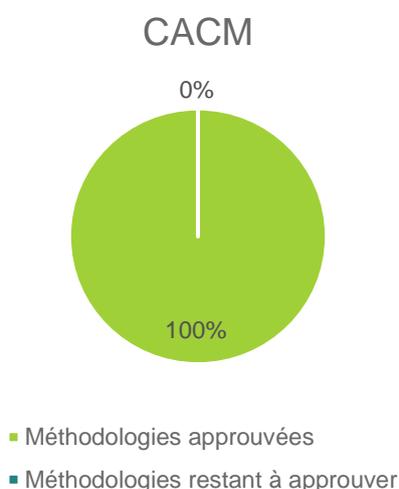


Figure 4 Méthodologies CACM approuvées ou restant à approuver

Depuis le 1^{er} janvier 2023 :

- 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 7 décembre 2023⁸⁵ ;

⁸⁵ 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

- 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 portant sur les prix harmonisés maximum et minimum du couplage unique journalier, en application des dispositions de l'article 41 du règlement CACM, le 10 janvier 2023 ;
 - l'amendement de la méthodologie portant sur les prix harmonisés maximum et minimum du couplage unique infrajournalier, en application des dispositions de l'article 41 du règlement CACM, le 10 janvier 2023 ;
 - l'amendement de la méthodologie déterminant les régions de calcul de capacité, en application des dispositions de l'article 15 du règlement CACM, le 31 mars 2023 ; et
 - l'amendement de la méthodologie portant sur les échanges planifiés résultant du couplage unique journalier, en application des dispositions de l'article 43 du règlement CACM, le 30 mai 2023.
 - l'amendement de la méthodologie portant sur la répartition de la rente de congestion, en application des dispositions des articles 9 et 73 du règlement CACM, le 21 décembre 2023.
 - la décision portant sur les configurations de zones de prix alternatives à considérer dans le processus de revue des zones de prix pour la région Baltic, le 21 décembre 2023.
 - 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.
- 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 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 2020⁸⁶, 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.

Demande de dérogation par le propriétaire d'une installation de production d'électricité

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 2021⁸⁷ et une délibération en date du 13 décembre 2022⁸⁸.

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

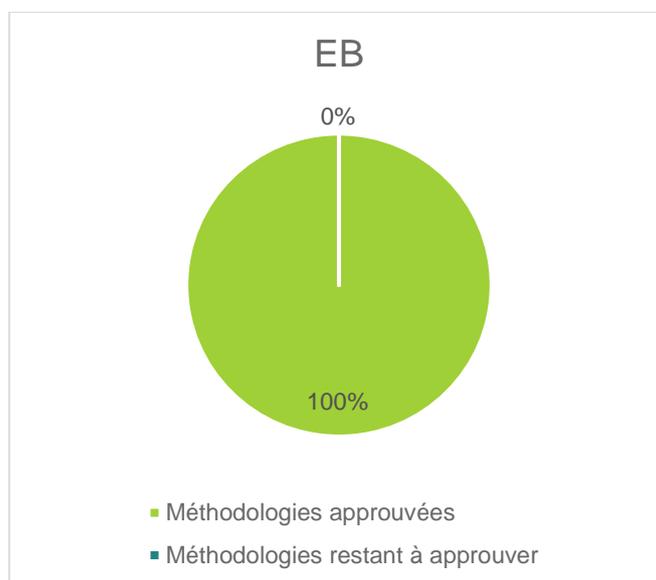


Figure 5 Méthodologies EB approuvées ou restant à approuver

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 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.

⁸⁶ 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

⁸⁷ 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

⁸⁸ 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

Trois méthodologies adoptées précédemment ont fait l'objet d'amendements en 2023 et au 1^{er} semestre 2024 :

- méthodologie relative au cadre de mise en œuvre de la plateforme européenne pour l'échange d'énergie d'équilibrage à partir des réserves de remplacement le 6 avril 2023.
- Méthodologie relative à l'harmonisation du processus d'allocation de la capacité entre zones, approuvée par l'ACER le 19 juillet 2023 ;
- méthodologie de calcul de capacité à l'échéance équilibrage dans la région Europe du Sud-Ouest le 5 juillet 2023 ;
- méthodologie de calcul de capacité à l'échéance équilibrage dans la région Italie Nord le 7 décembre 2023 ;
- méthodologie de calcul de capacité à l'échéance équilibrage dans la région Core le 16 mai 2024.

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 composé 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.

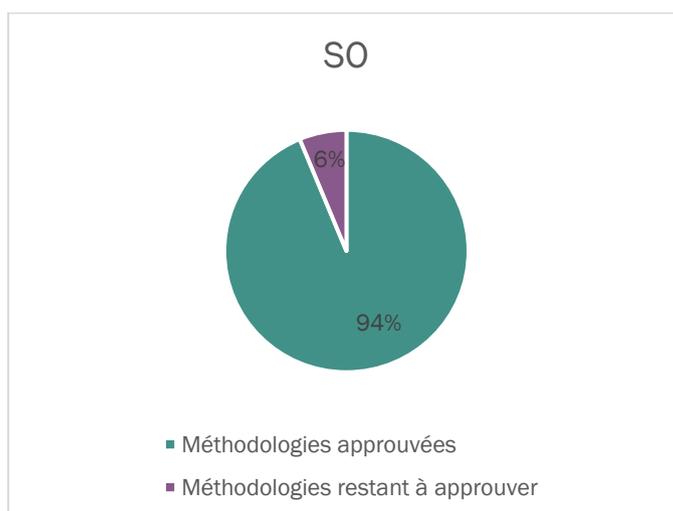


Figure 6 Méthodologies SOGL approuvées ou restant à approuver

La 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 soumise par les GRT n'a pas été jugée satisfaisante par les autorités de régulation concernées et ces dernières ont demandé des études complémentaires avant qu'une nouvelle proposition soit soumise par les GRT.

En outre, les GRT ont soumis en janvier 2024 une nouvelle proposition relative aux règles de dimensionnement applicables aux FCR conformément à l'article 153 du règlement SOGL (la première version a été approuvée par les autorités de régulation concernées en 2019 à la suite de leur accord le 31 mars 2019). Les autorités de régulation concernées ont demandé à l'ACER par un courrier en date du 22 mai 2024 une extension de 6 mois du délai permis pour statuer sur cette nouvelle proposition conformément à l'article 6, paragraphe 10 du règlement SOGL.

En application de l'article 36 du règlement (UE) 2019/943 du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, l'ACER a approuvé le 7 avril 2022 la proposition de définition des régions d'exploitation du réseau. A la suite de cette nouvelle décision de l'ACER, en application de l'article 35 du règlement (UE) 2019/943 du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, la CRE a approuvé le 30 juin 2022, en

accord avec l'ensemble des autorités de régulation concernées, la proposition amendée de création des centres de coordination régionaux de la région d'exploitation du réseau Europe Centrale⁸⁹ ainsi que la proposition de création du centre de coordination régional de la région d'exploitation du réseau Sud-Ouest⁹⁰.

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 2023 a été marquée par un net recul de la consommation électrique par rapport à 2022 et par le retour de la disponibilité du parc nucléaire. La consommation brute s'est établie à 438,6 TWh en 2023, soit une diminution de 3,3 % par rapport à 2022 (453,4 TWh) et un recul de 7 % par rapport au niveau d'avant-crise de 2021 (471,6 TWh). La consommation corrigée du climat et des variations calendaires⁹¹ montre une diminution similaire, de l'ordre de 3,2 %, par rapport à l'année 2022 (446 TWh⁹² en 2023 et 460 TWh en 2022).

Cette baisse 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 et d'économies d'énergie liés aux prix élevés de l'année précédente, et plus généralement des conséquences à long terme provoqué par la pandémie de Covid-19 comme l'inflation.

La puissance installée en France s'élevait à 148,4 GW au 31 décembre 2023, contre 143,7 GW en 2022, soit une augmentation de 3,3 %. En particulier, cette année a été marquée par la mise en service de 3,2 GW de centrales solaires, soit une hausse de 19,5 % par rapport à l'année précédente, et de 2,1 GW de parc éolien dont la majeure partie grâce à la mise en service partielle des parcs offshore à Saint Briec et Fécamp.

Outre EDF, qui exploite plus de 70 % de la puissance installée du parc 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.

⁸⁹ [Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 30 juin 2022 portant approbation de la proposition amendée de création des centres de coordination régionaux de la région d'exploitation du réseau Europe Centrale](#)

⁹⁰ [Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 30 juin 2022 portant approbation de la proposition de création du centre de coordination régional de la région d'exploitation du réseau Sud-Ouest](#)

⁹¹ 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.

⁹² [Bilan électrique RTE 2023](#).

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

Figure 1 Structure du marché français en 2023

En 2023, la production nucléaire en France a connu une amélioration significative par rapport à l'année précédente, avec une augmentation de 15 % du volume de production, soit 40,5 TWh de plus qu'en 2022. Cette augmentation a porté le volume total de production nucléaire à 320,4 TWh, représentant 64,8 % du mix électrique français, contre 63 % en 2022, alors que la production totale d'électricité a augmenté de 11 % en 2023. Toutefois, ce chiffre reste inférieur de 18 % à la moyenne des années 2015 à 2019, soit 390,2 TWh. Le redressement de la production nucléaire s'explique principalement par la diminution des indisponibilités liées au phénomène de corrosion sous contrainte, grâce aux travaux de réparation et de contrôles menés à bien par EDF. La disponibilité est d'abord restée faible au T1 2023 avant de retrouver des niveaux proches des moyennes de 2018-2021 à partir de mai 2023. Selon les estimations d'EDF, rendues publiques en décembre 2023⁹³ la production nucléaire annuelle devrait s'établir dans une fourchette de 315-345 TWh en 2024 et 335-365 TWh en 2025.

Grâce à cette relance de la production nucléaire en 2023, la production thermique fossile a connu une forte diminution (- 36 % par rapport à 2022), atteignant un total de 30,5 TWh.

La production des filières renouvelables (hormis hydroélectrique) a augmenté de 17 % en 2023, s'établissant à 75,6 TWh, contre 64,6 TWh en 2022. La principale raison de cette augmentation de la production est l'augmentation du facteur de charge de l'éolien qui s'est établi à 23,5 % en 2023 contre 21,6 % en 2022 (38 TWh). Ainsi, la production de la filière éolienne augmente de 26 % malgré la croissance du parc de 10 %. La filière solaire a, au contraire, vu son facteur de charge diminuer (12,9 % contre 14,6 % en 2022).

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 NEMO⁹⁴ opèrent le couplage journalier en France : EPEX SPOT et Nord Pool⁹⁵.

En 2023, les prix *spot* ont fortement diminué atteignant 96,9 €/MWh en moyenne, soit une baisse de 65 % par rapport à 2022 (275,8 €/MWh). Bien que ce prix soit inférieur à la moyenne de 2021 (baisse de 11 % par rapport à 109,2 €/MWh), il reste encore bien supérieur aux niveaux d'avant-crise (39,4 €/MWh en 2019).

⁹³ Communiqué d'EDF du 21 décembre 2023

⁹⁴ Nominated Electricity Market Operator

⁹⁵ Nord Pool a débuté ses activités sur le marché journalier français en août 2019.

En outre, même si l'année 2023 a été caractérisée par une baisse générale des niveaux de prix, elle a également connu une volatilité importante. Cela s'est manifesté par une forte variabilité des prix horaires au sein d'une même journée et d'un jour sur l'autre, ainsi que par des écarts de prix importants entre le marché *day-ahead* et le marché intrajournalier. Bien que la volatilité soit moins importante qu'en 2022, elle se traduit en 2023 par l'alternance d'un grand nombre d'heures à prix négatifs et de prix à trois chiffres.

2.2.1.3. Les marchés organisés

Au cours de l'année 2023, 312 acteurs étaient présents sur le marché de gros français. Par ailleurs, 203 acteurs étaient présents sur les bourses.

Parmi les volumes d'électricité commercialisés en 2023 sur les bourses (EPEX SPOT, Nord Pool et EEX) :

- Les volumes échangés pour les produits intrajournaliers sont en forte hausse, avec des volumes échangés augmentant de 14,2 TWh en 2022 à 21,4 TWh en 2023, soit une augmentation de 51 % ;
- Les volumes échangés pour les produits *day-ahead* restent stables passant de 124 TWh en 2022 à 120 TWh en 2023 ;
- Les volumes des produits à terme échangés sur la bourse EEX pour le marché français ont fortement augmenté : 179 TWh ont été négociés sur EEX en 2023, soit une augmentation de 70 % par rapport à 2022.

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 2023, une dizaine de courtiers étaient actifs sur le marché de gros français de l'électricité, servant d'intermédiaire à environ 130 acteurs intervenant sur le marché français. Les volumes traités sur les marchés à terme toutes maturités confondues, hors EEX, sont en hausse : 472 TWh en 2023 contre 410 TWh en 2022, mais toujours inférieurs aux volumes de 2021 avec 551 TWh.

Il est notable que la part des transactions intermédiées non compensées est en nette diminution, au bénéfice des transactions compensées par EEX.

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 2023.

	Grande-Bretagne	Espagne	Italie	Suisse	CWE (Allemagne- Belgique)	Echanges physiques globaux ⁹⁶
Import	4 028	3 600	1 660	2 233	10 991	14 174
En % du parc installé français	2,7 %	2,4 %	1,1 %	1,5 %	7,4 %	9,6 %
Export	4 028	3 700	4 485	4 324	10 091	18 079
En % du parc installé français	2,7 %	2,5 %	3,0 %	2,9 %	6,8 %	12,2 %

Source : RTE – Analyse CRE

Figure 2 Maximum des échanges nets entre la France et ses pays voisins en 2023 (en MW)

Les capacités d'interconnexion à l'export entre la France et les pays voisins représentent l'équivalent de plus de 12 % 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 2023.

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.

Cette année la France retrouve un solde commercial des échanges aux frontières exportateur de 50,3 TWh, par différence à un solde importateur exceptionnel en 2022 (-16,5 TWh) causé par l'indisponibilité des capacités de production française. Ce solde commercial est comparable à celui des années précédant 2022 avec un solde exportateur de 43,3 TWh en 2021 et 43,2 TWh en 2020.

- **Les congestions aux frontières françaises**

En 2023, la convergence des prix est globalement en légère baisse par rapport à 2022. Les taux de convergence sont en baisse entre la France et la Belgique (30 % en moyenne en 2023 contre 34 % en 2022), l'Allemagne (29 % en moyenne contre 34 %), et l'Italie pour lequel la baisse est très importante (16 % en moyenne contre 38 %). A l'inverse ils ont augmenté entre la France et l'Espagne (33 % en moyenne en 2023 contre 27 % 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.

Les taux de convergence avaient déjà baissé en 2022 dû à la forte volatilité des prix dans le contexte de crise énergétique et le système de production électrique française tendu. Cette nouvelle baisse semble aussi être dû à une volatilité des prix mais cette fois la cause est la forte pénétration des énergies renouvelables intermittentes qui provoque des heures de prix négatifs et des fortes variations à la hausse ou à la baisse des prévisions de production.

- **Corrélation et proximité des prix**

Le tableau suivant montre les corrélations de prix *spot* entre la France et les pays frontaliers. En 2023, la corrélation des prix français avec les pays voisins a augmenté, sauf pour l'Italie et la Suisse.

⁹⁶ Somme des échanges physiques à toutes les interconnexions françaises

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 %

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

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**

Les différentiels de prix *spot* ont fortement baissé en 2023 par rapport à l'année précédente sur toutes les frontières, à l'exception de la frontière franco-suisse.

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	-40,43	-108,38	-34,27	31,96	-31,35	5,78
2023	-1,68	-9,76	11	30,92	0,41	10,61

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

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

Source : ENTSO-E – Analyse CRE

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

- **Les différentiels de prix à terme**

Après un début d'année 2023 volatile et marqué par une hausse de la prime de risque du prix français par rapport à ses voisins européens, le second semestre a été caractérisé par une forte baisse du prix français, qui a finalement convergé vers son équivalent allemand, qui constitue le marché européen le plus liquide et donc une référence de prix importante. Cette évolution reflète la résorption de la prime de risque et une stabilisation du marché de l'électricité en France.

Produit future annuel (Y+1) base :	
Ecart de prix moyen (en €/MWh)	
Année	Allemagne – France (EEX)
2007	1,43
2008	-3,72
2009	-2,55
2010	-2,08
2011	0,5
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	-5,9
2022	-28,21
2023	-10,94

Source : EEX – Analyse CRE

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

Au premier semestre de l'année 2023, le marché français de l'électricité a été marqué par une volatilité ponctuelle des prix de l'électricité pour l'hiver 2023-2024 accompagnée par une augmentation de l'écart de prix entre la France et l'Allemagne. Cette situation est principalement due aux préoccupations suscitées par la découverte de nouvelles fissures liées au phénomène de corrosion sous contrainte. Le 25 avril 2023, l'ASN a approuvé la stratégie de contrôle et de réparation proposée par EDF, tandis qu'EDF a maintenu son objectif de production nucléaire à 300-330 TWh.

Le prix du contrat à terme pour livraison au premier trimestre 2024 en France s'est initialement stabilisé autour de 260 €/MWh au début de l'année mais a connu des pics à 350 €/MWh (10 mars 2023) ou à 453 €/MWh (3 avril 2023).

La seconde partie de l'année a été caractérisée par une forte détente des prix en Europe, et particulièrement en France. Cette baisse s'explique par un contexte énergétique favorable, caractérisé par une offre abondante de combustibles (gaz et charbon) à des prix en baisse, une diminution des prix du CO₂, une réduction de la consommation d'électricité et une production d'électricité en hausse. Ce contexte ajouté au bon déroulement du traitement de la corrosion sous contraintes a contribué à rassurer le marché et à résorber la prime de risque.

En conséquence, les prix français du contrat annuel 2024 ont progressivement baissé, de 205 €/MWh fin juin, ils sont passés à 94,9 €/MWh à la fin de l'année.

2.2.1.5.2. Les transactions aux frontières en 2023

En 2023, la France a retrouvé un solde commercial des échanges aux frontières exportateur de 50,3 TWh, par différence à un solde importateur exceptionnel en 2022 (-16,5 TWh) causé par l'indisponibilité des capacités de production française. Ce solde commercial est comparable à ceux des années précédant 2022 avec un solde exportateur de 43,3 TWh en 2021 et 43,2 TWh en 2020.

Le solde importateur a été observé seulement à la frontière avec l'Espagne.

- **France-Allemagne-Belgique**

Le marché français a été exportateur net vers l'Allemagne et la Belgique d'environ 2,5 TWh en 2023.

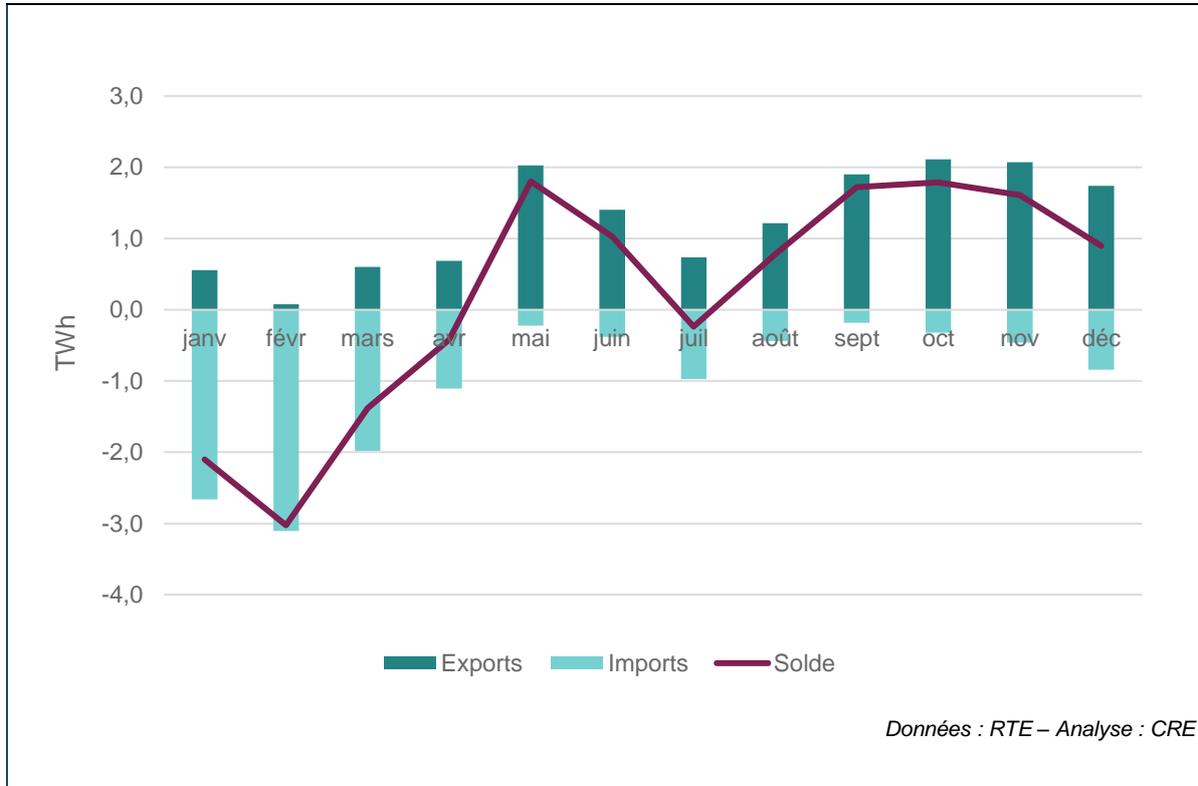


Figure 10 Echanges avec l'Allemagne et la Belgique en 2023

- **France-Grande-Bretagne**

Le marché français a été exportateur net vers la Grande-Bretagne d'environ 13,3 TWh en 2023.

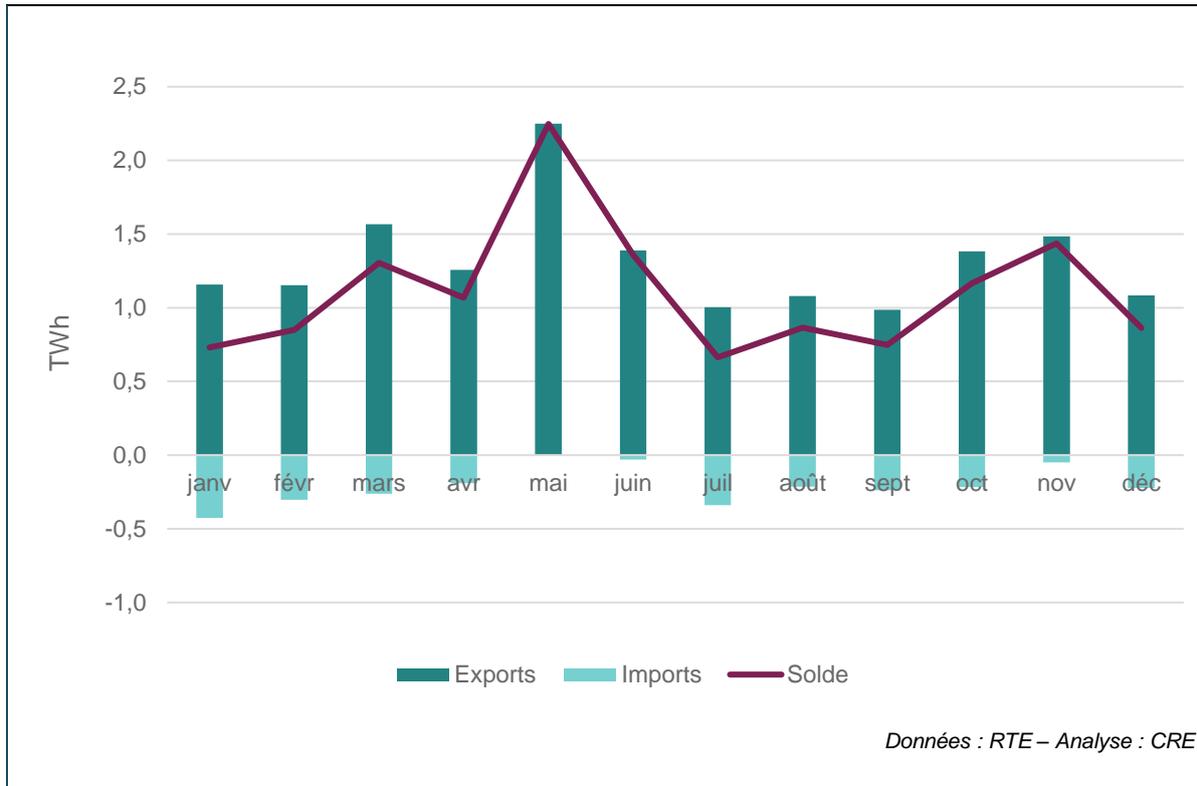


Figure 11 Echanges avec la Grande-Bretagne en 2023

- **France-Espagne**

Le marché français a été importateur net depuis l’Espagne d’environ 1,9 TWh en 2023.

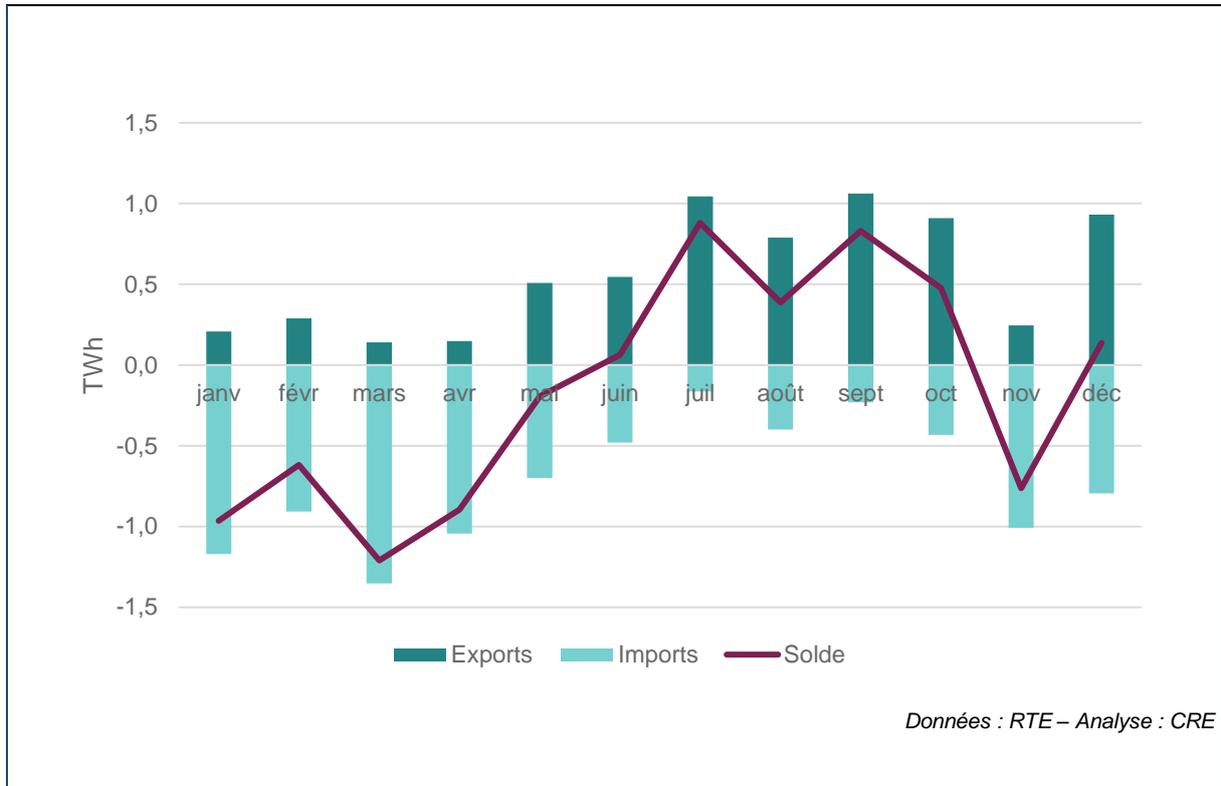


Figure 12 Echanges avec l’Espagne en 2023

- **France-Italie**

Le marché français a été exportateur net vers l'Italie d'environ 20 TWh en 2023.

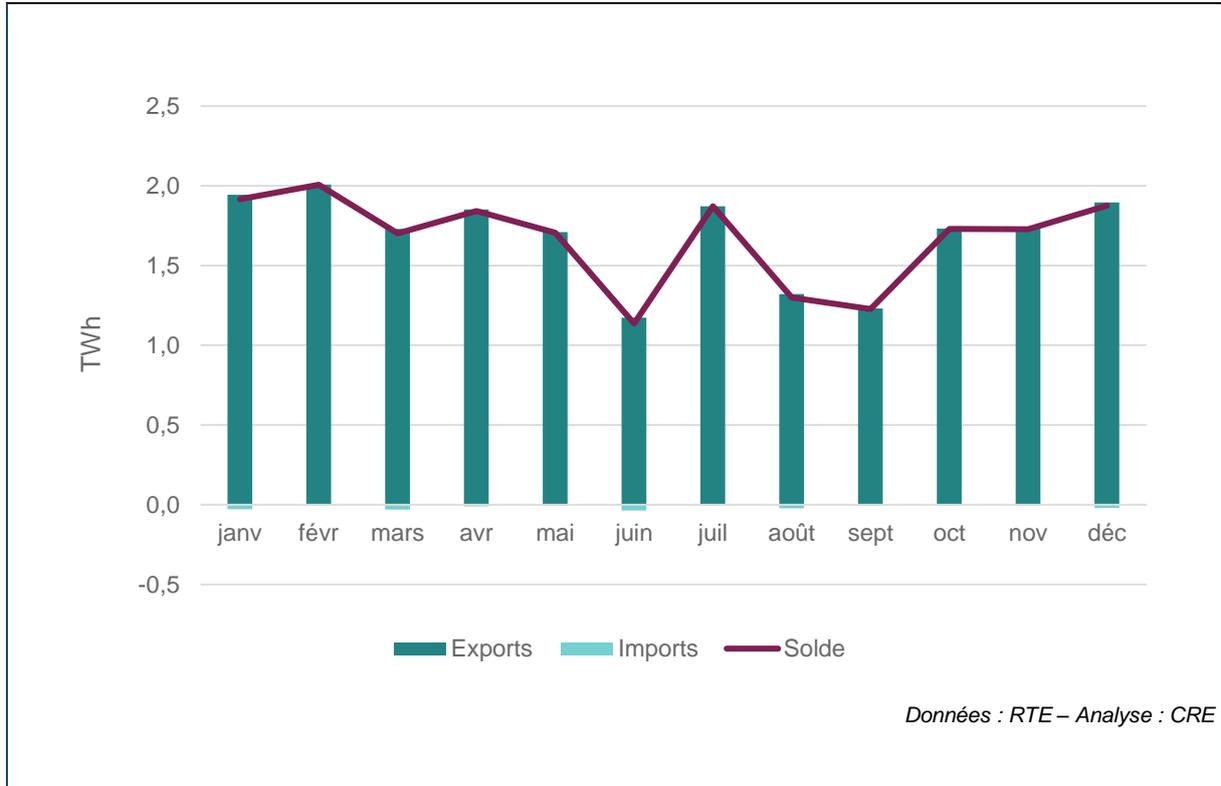


Figure 13 Echanges avec l'Italie en 2023

- **France-Suisse**

Le marché français a été exportateur net vers la Suisse d'environ 16,4 TWh en 2023.

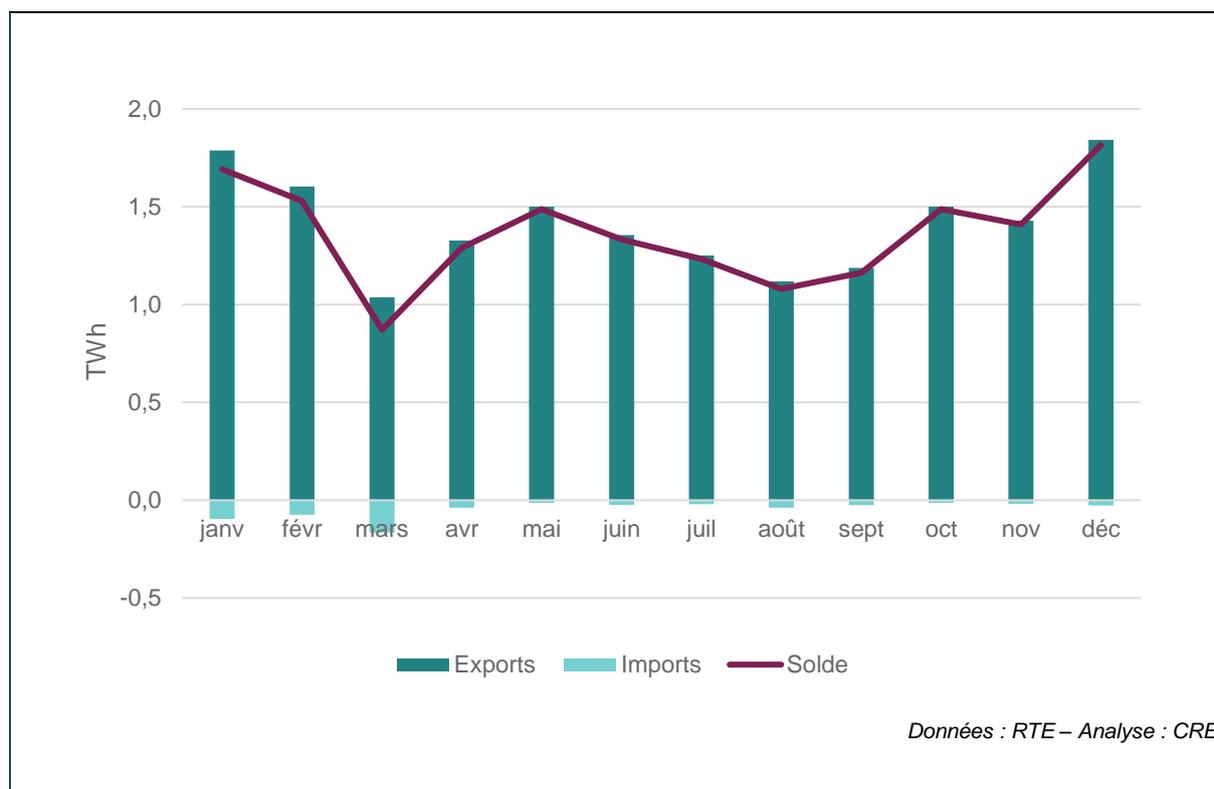


Figure 14 Echanges avec la Suisse en 2023

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 TWh⁹⁷. La fourniture aux gestionnaires de réseaux pour

⁹⁷ 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^{er} 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'écrêtement 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 2023

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 2023, les demandes d'ARENH des fournisseurs ont légèrement diminué par rapport à 2022, atteignant un niveau global de 148,3 TWh (contre 160,05 TWh en 2022). Cette diminution s'explique notamment par le prolongement du contexte de crise énergétique sur les marchés de gros de l'électricité ainsi que l'incertitude sous-jacente sur les prévisions de consommation lors de la réalisation de la demande.

Lors de son contrôle ex-post au titre du calcul du complément de prix portant sur l'année 2023, la CRE a constaté une demande excédentaire globale d'environ 10,2 TWh, soit 6,88 % de la demande totale initialement formulée par les fournisseurs alternatifs. A ce titre, 555,1 Mds€ 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, 3 fournisseurs ont été pénalisés d'un terme « CP2 » au motif d'une demande excessive, pour un total d'environ 482 K€.

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.

Ainsi, la demande totale formulée par les fournisseurs pour l'année 2024 est équivalente par rapport à l'année précédente. 130,41 TWh d'ARENH (après retraitements de certaines demandes par la CRE, cf. *infra*) ont été demandés pour la fourniture des consommateurs finals (contre 129,84 TWh en 2023 en tenant compte de la baisse du coefficient de bouclage), entraînant un écrêtement des demandes à hauteur de 23,32 %. En conséquence, 100 TWh d'ARENH ont été alloués en décembre 2023 pour l'année 2024, auxquels s'ajoutent 22,88 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 10 novembre 2022⁹⁸.

La CRE a utilisé cette compétence concernant les demandes d'ARENH des fournisseurs au guichet de novembre 2023 concernant l'année de livraison 2024 pour retraiter la demande de 4 fournisseurs pour un volume total de 0,04 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.

2.2.1.7. 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, qui 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. Le REMIT confie la supervision des marchés au niveau européen à l'ACER, en coopération avec les régulateurs nationaux qui sont en charge des enquêtes et des sanctions au plan national⁹⁹.

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, 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. Le dispositif juridique est donc complet en 2023 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 manipulation de marchés ;
- Sanctionner les manquements éventuels.

2.2.1.7.2. La surveillance des marchés de gros par la CRE en 2023

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 17^{ème} édition, portant sur l'année 2023, devrait être publiée avant fin juillet 2024.

⁹⁸ [Délibération de la CRE du 10 novembre 2022 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](#)

⁹⁹ Le règlement Remit sur la transparence des marchés de gros de l'énergie a été révisé dans le cadre de la réforme du marché de l'électricité proposée en mars 2023. REMIT II est paru au Journal officiel européen le 17 avril et est entré en vigueur le 7 mai 2024.

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 11,5 millions de transactions sur les marchés de gros de l'énergie en 2023, soit l'équivalent de 2 732 TWh échangés ou plus de 211 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 parmi lesquelles en premier lieu sont les personnes qui organisent des transactions à titre professionnel (« *persons professionally arranging transactions* » ou PPAT) et l'ACER, ainsi que les autres autorités de régulation, que ce soit en France ou à l'étranger, ou les acteurs de marché vigilants.

Les personnes organisant des transactions à titre professionnel (PPAT), en tant qu'organisateur des opérations de négoce sur leurs plateformes, représentent une source d'information de grande valeur. Les PPAT ont, en application de l'article 15 du REMIT, l'obligation d'avertir sans délai l'autorité de régulation nationale si elles ont des raisons de suspecter un manquement aux articles 3 ou 5 du règlement REMIT. La CRE considère indispensables les activités de surveillance menées par les PPAT et entretient avec eux une collaboration active. A ce titre, la CRE a maintenu en 2023 ses échanges avec les bourses, courtiers et RTE (seul gestionnaire de réseau qualifié de PPAT en France) actifs en France. 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 ; 9 notifications de transactions suspectes ont été ainsi reçues par la CRE en 2023. 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 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 2023, quatre enquêtes étaient en cours d'investigation par les services de la CRE et deux affaires étaient en cours d'instruction par le CoRDIS.

En 2023, le CoRDIS a prononcé deux décisions de sanction au titre du REMIT à la suite de deux enquêtes. Par sa décision de sanction du 27 juillet 2023¹⁰⁰, le CoRDIS a sanctionné une société à hauteur de 80 K€ pour manquement à l'article 4 du REMIT. Par sa décision du 26 décembre 2023¹⁰¹ une société a été sanctionnée à hauteur de 500 K€ pour manquement aux articles 3 et 4 du règlement REMIT.

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 2023, à 40 millions de sites, ce qui représentait 405 TWh de consommation annuelle d'électricité.

Les clients peuvent disposer de deux types de contrats :

¹⁰⁰ [Décision du CoRDIS de la CRE du 27 juillet 2023 à l'égard la société TotalEnergies Electricité Gaz France](#)

¹⁰¹ [Décision du CoRDIS de la CRE en date du 26 décembre 2023 portant sanction à l'encontre de la société Engie](#)

- 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 publics¹⁰² 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	34 450 000
Sites non résidentiels	5 350 000

Source : Données 2023, GRD, RTE, Analyses CRE

Figure 15 Répartition des consommateurs finals par type de site (au 31 décembre 2023)

	Consommation 2023 en TWh
Sites résidentiels	143,9
Sites non résidentiels	260,7

Source : Données 2023, GRD, RTE, Analyses CRE

Figure 16 Répartition de la consommation annuelle des consommateurs finals (au 31 décembre 2023)

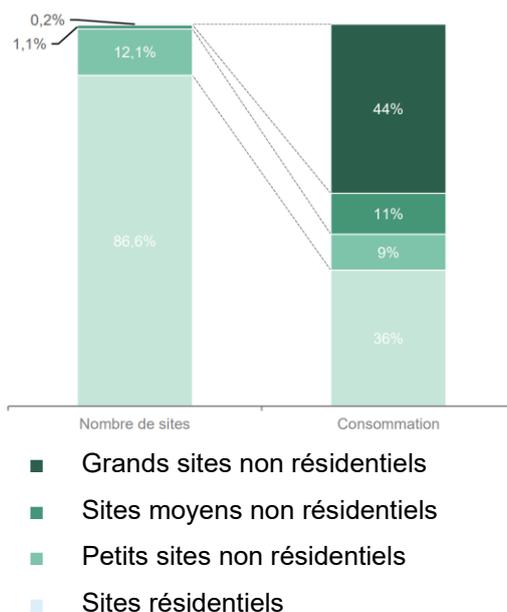
Après un ralentissement net causé par la crise des prix de gros en 2022, on observe un rebond du développement des offres de marché sur le **marché résidentiel** en 2023 : 1,01 million de sites supplémentaires sont passés en offre de marché en 2023, contre 572 000 en 2022. Ce chiffre reste cependant inférieur à la dynamique d'avant crise (1,45 millions de sites supplémentaires en 2021). Au 31 décembre 2022, 13,6 millions de sites résidentiels sur un total de 34,5 millions (soit 39 %) sont en offre de marché. L'augmentation de la part des contrats en offre de marché (+2 % par rapport à 2022) est essentiellement portée par les fournisseurs historiques, qui ont vu 900 000 clients les rejoindre en offre de marché en 2023 (946 000 en 2022). Néanmoins, les fournisseurs alternatifs gagnent 110 000 clients, après avoir perdu 374 000 clients en 2022.

Les offres aux tarifs réglementés de vente restent majoritaires et représentent, au 31 décembre 2023, 61 % des sites (contre 63 % au 31 décembre 2022). On observe une reprise importante de la diminution du nombre de clients aux tarifs réglementés en 2023 (-749 000 clients), qui fait suite à un ralentissement de cette diminution en 2022 (les TRVE n'avaient perdu que 186 000 clients).

Après une hausse de 46 % en 2021 portée par la disparition partielle des tarifs réglementés de vente d'électricité, le nombre de sites en offres de marché sur le **marché non résidentiel** poursuit sa stagnation déjà observée en 2022 à 3,60 millions de sites, avec une légère baisse de 16 000 sites pour les fournisseurs historiques, et une légère baisse de 49 000 sites pour les fournisseurs alternatifs.

Au 31 décembre 2023, 3,60 millions de sites sur un total de 5,35 millions étaient en offre de marché en électricité, dont environ 50 % (*idem* en 2022) chez un fournisseur alternatif. Au 31 décembre 2023, 37 % des petits sites professionnels ont toujours un contrat au tarif réglementé de vente (3 % de plus qu'en 2022), représentant environ 1 678 000 sites éligibles.

¹⁰² 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.



Source : données 2023 GRD, RTE, fournisseurs – Analyse : CRE

Figure 17 Typologie des sites au 31 décembre 2023¹⁰³

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

Tous segments	Segment des grands sites non résidentiels ⁴	Segment des sites moyens non résidentiels ⁴	Segment des petits sites non résidentiels	Segment des sites résidentiels
70 %	57 %	56 %	65 %	69 %

Source : Données 2023, GRD, RTE, Analyses CRE

Figure 18 Parts de marché des 3 fournisseurs historiques les plus significatifs sur chaque segment et sur l'ensemble du marché (en nombre de sites au 31 décembre 2023)

Tous segments	Segment des grands sites non résidentiels ⁴	Segment des sites moyens non résidentiels ⁴	Segment des petits sites non résidentiels	Segment des sites résidentiels
27 %	26 %	32 %	29 %	26 %

Source : Données 2023, GRD, RTE, Analyses CRE

Figure 19 Parts de marché des 3 fournisseurs alternatifs les plus significatifs sur chaque segment et sur l'ensemble du marché (en nombre de sites au 31 décembre 2023)

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

¹⁰³ 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 ⁴	Segment des sites moyens non résidentiels ⁴	Segment des petits sites non résidentiels	Segment des sites résidentiels
59 %	50 %	51 %	58 %	72 %

Source : Données GRD, RTE, Analyses CRE

Figure 20 Parts de marché des 3 fournisseurs historiques les plus significatifs pour chaque segment et sur l'ensemble du marché en volume (au 31 décembre 2023)

Tous segments	Segment des grands sites non résidentiels ⁴	Segment des sites moyens non résidentiels ⁴	Segment des petits sites non résidentiels	Segment des sites résidentiels
22 %	23 %	35 %	35 %	24 %

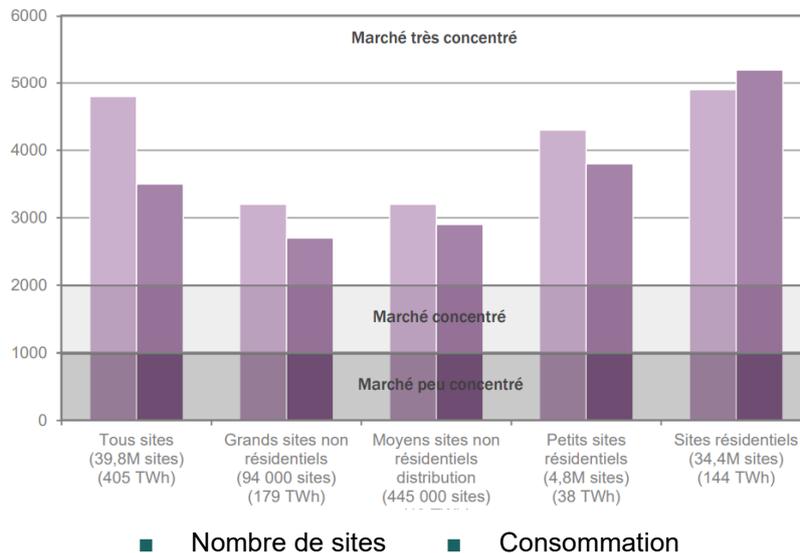
Source : Données GRD, RTE, Analyses CRE

Figure 21 Parts de marché des 3 fournisseurs alternatifs les plus significatifs sur chaque segment et sur l'ensemble du marché en volume (au 31 décembre 2023)

2.2.2.1.4. La concentration du marché

Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)¹⁰⁴ 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.

En 2023, hormis une hausse de la concentration du marché des grands sites non résidentiels¹⁰⁵, la concentration du marché est restée stable 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 (2023)

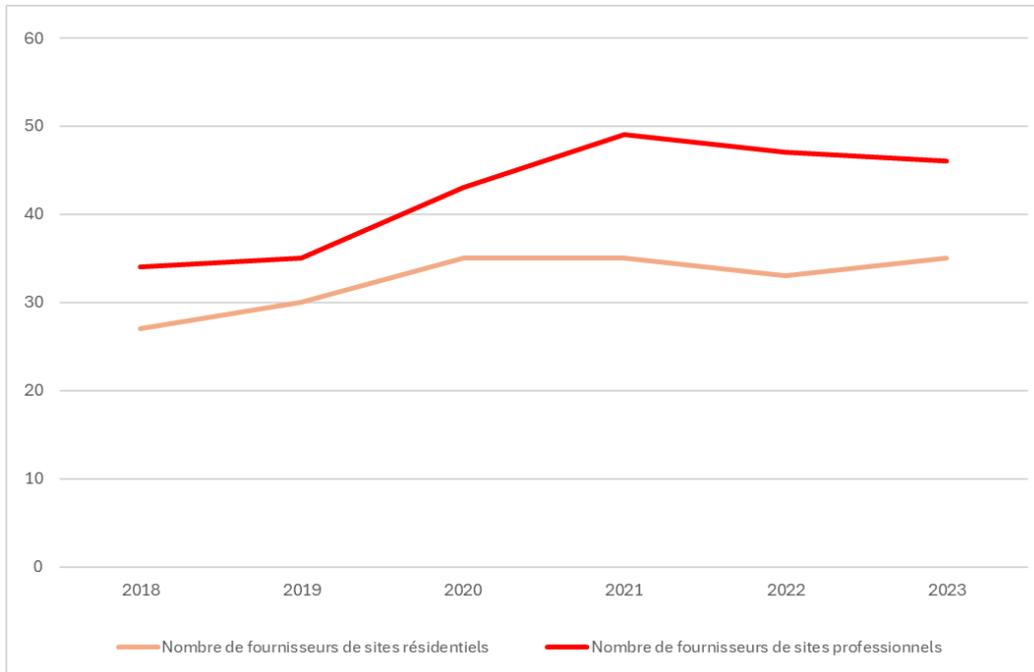
¹⁰⁴ L'indice HHI est égal à la somme des carrés des parts de marché des intervenants, et mesure la concentration du marché (il est d'autant plus élevé que le marché est concentré). On considère généralement qu'un marché est peu concentré si son HHI est inférieur à 1 000, et très concentré s'il est supérieur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

¹⁰⁵ 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.

2.2.2.1.5. Les fournisseurs

Au 31 décembre 2023, 35 fournisseurs nationaux¹⁰⁶ et déclarés auprès de la CRE possédaient au moins un client résidentiel en portefeuille (augmentation légère par rapport à 2022). Sur le segment non résidentiel, 46 fournisseurs nationaux sont déclarés fin 2023 (ils étaient 47 fin 2022).

Le nombre de fournisseurs alternatifs présents sur les territoires des six principales ELD (Strasbourg Electricité Réseaux, URM, 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.



Source : énergie-info.fr, Analyses CRE

Figure 23 Les fournisseurs nationaux d'électricité

¹⁰⁶ 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).

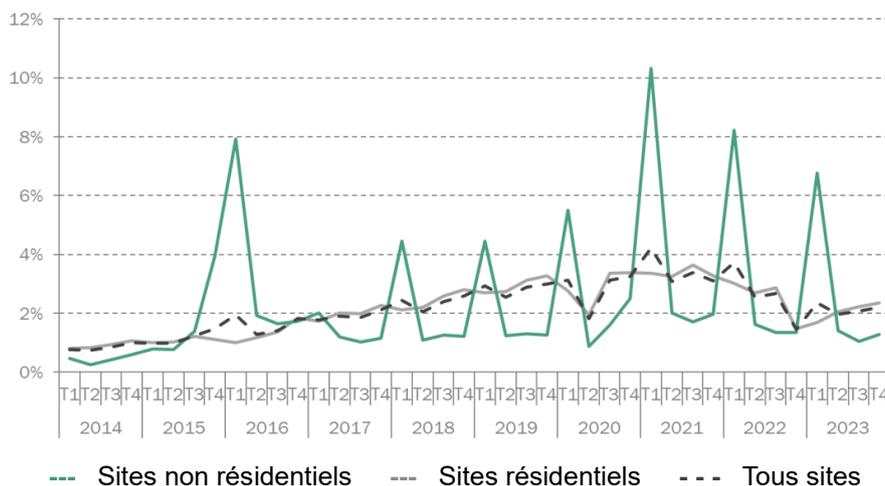
2.2.2.1.6. Analyse des taux de changement de fournisseur

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^{ème} 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 %, avec un taux trimestriel le plus élevé au cours du troisième trimestre de l'année, période forte de déménagements. En 2022, le taux de switch annuel a diminué dans le contexte de la crise des prix de gros pour s'établir à 10 %. La baisse du taux de switch se poursuit en 2023 pour atteindre 8,3 %.

Concernant le segment non résidentiel, la CRE note un pic de mobilité structurel au 1^{er} janvier de chaque année (échéance de renouvellement de contrats). 2023 n'a pas échappé à la règle avec un taux de switch de 7 % au 1^{er} trimestre 2022, bien qu'en baisse par rapport à 2021 (8 %). Le taux de switch annuel a également diminué. Il était de 13 % en 2022 et s'établirait à 10,4 % en 2023.



Source : Données 2023, 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), promulguée le 8 novembre 2019, a mis fin aux tarifs réglementés de vente (TRV) en électricité pour les consommateurs professionnels qui emploient plus de 10 personnes ou dont le chiffre d'affaires, les recettes et le total de bilan annuel excèdent 2 M€. Depuis le 1^{er} janvier 2021, seule une partie des petits sites professionnels est encore éligible aux tarifs réglementés.

- **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.

L'article L. 337-7 du code de l'énergie exclut désormais tout site souscrivant à une puissance supérieure à 36 kVA du bénéfice des tarifs règlementés de vente. Ils peuvent donc exclusivement souscrire des offres de marché auprès du fournisseur de leur choix.

2.2.2.2. Les tarifs règlementés de vente

- **Méthodologie de calcul des tarifs règlementés**

Les tarifs règlementés 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 règlementés 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 règlementés* » (Conseil d'Etat, décision du 7 janvier 2015, N° 386076).

S'agissant de l'année 2023

La loi de finances pour 2023 instaure un bouclier tarifaire pour 2023 à destination des clients résidentiels et petits professionnels éligibles aux TRVE. Tout comme avec le bouclier tarifaire mis en place en 2022, 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 maintenir le niveau de la taxe TICFE107 à son taux minimal, soit 1 €/MWh HT.
- La deuxième mesure permet au Gouvernement de s'opposer aux propositions de la CRE dès lors que celles-ci excèdent de 15 % TTC les tarifs applicables au 31 décembre 2022 et fixer des niveaux de tarifs inférieurs.

Parallèlement, la loi de finances pour 2023 prévoit un mécanisme de compensation des fournisseurs historiques et alternatifs pour leurs pertes de recettes au titre du bouclier tarifaire.

La CRE a pris le 12 janvier 2023 une délibération portant communication sur la méthode de fixation des tarifs règlementés de vente d'électricité¹⁰⁸, prise après une consultation publique¹⁰⁹ menée du 22 septembre au 17 octobre 2022, ainsi que des auditions des acteurs.

La CRE a proposé deux évolutions des TRVE en 2023, le 19 janvier¹¹⁰ et le 22 juin¹¹¹ pour application respectivement au 1er février et au 1er août. Conformément aux dispositions de la loi de finances, le Gouvernement a refusé la proposition de la CRE du 19 janvier et a fixé les TRVE applicables à partir

¹⁰⁷ Article 29 de la loi n° 2021-1900 du 30 décembre 2021 de finances pour 2022. La Taxe communale sur la consommation électrique est intégrée à partir du 1^{er} janvier 2023 à la TICFE augmentant la portée de ce levier d'action.

¹⁰⁸ Délibération n° 2023-03 du 12 janvier 2023 portant communication sur la méthode de fixation des tarifs règlementés de vente d'électricité

¹⁰⁹ Consultation publique n° 2022-08 du 22 septembre 2022 relative aux évolutions de la méthode de construction des tarifs règlementés de vente d'électricité

¹¹⁰ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 19 janvier 2023 portant proposition des tarifs règlementés de vente d'électricité

¹¹¹ Délibération de la CRE du 22 juin 2023 portant proposition des tarifs règlementés de vente d'électricité

du 1^{er} février 2023 à un niveau de +15 % TTC par rapport aux TRVE applicables au 31 décembre 2022. Le Gouvernement s'est également opposé à la proposition de la CRE du 22 juin 2023. Le Gouvernement a finalement annoncé le 18 juillet 2023, après une nouvelle proposition de la CRE, de mettre en œuvre une hausse de 10 % TTC des TRVE, à compter du 1^{er} août 2023.

*

Dans sa proposition du 19 janvier 2023, la CRE a proposé une hausse du niveau moyen des TRVE de + 108,70 % HT (soit 175,61 €/MWh ou 99,22 % TTC) par rapport aux TRVE gelés en vigueur et qui se décompose en :

- + 108,91 % HT soit + 175,41 €/MWh HT ou + 99,36 % TTC, pour les tarifs bleus résidentiels ;
- + 106,88 % HT soit + 177,52 €/MWh HT ou + 97,94 % TTC, pour les tarifs bleus professionnels.

Par rapport au niveau proposé par la CRE dans sa délibération du 18 janvier 2022 pour le mouvement du 1^{er} février 2022 (tarifs non gelés), la hausse est de + 79,7 % HT soit + 149,49 €/MWh HT ou + 72,7 % TTC, soit :

- + 79,9 % HT soit + 149,47 €/MWh HT ou + 72,9 % TTC, pour les tarifs bleus résidentiels ;
- + 77,1 % HT soit + 149,64 €/MWh HT ou + 70,6 % TTC, pour les tarifs bleus professionnels

Cette hausse est la conséquence :

- de l'augmentation très conséquente du coût de l'approvisionnement en énergie (soit + 65,6 % HT) due au niveau exceptionnellement élevé des prix de gros l'année 2023 par rapport à ceux de 2022, qui induit une hausse considérable des coûts d'approvisionnement des fournisseurs ;
- de l'augmentation du coût de l'approvisionnement en garanties de capacité (soit + 2,1 % HT) ;
- de l'augmentation du coût des écarts au périmètre d'équilibre conformément à la délibération du 12 janvier 2023 (soit +1,0 % HT) ;
- de la mise à jour des coûts d'acheminement qui n'avaient pas évolué le 1^{er} août 2022 en raison du maintien du gel décidé par le Gouvernement (soit +0,8 % HT) ;
- de l'évolution des coûts de commercialisation, incluant les coûts d'approvisionnement en certificats d'économie d'énergie (soit + 1,0 % HT) ;
- des rattrapages au titre de l'exercice 2022, dont celui prévu au VII de l'article 181 de la loi de finances pour 2022 permettant de couvrir les pertes de recettes d'EDF à la suite du gel des TRVE par le Gouvernement à 4% TTC début 2022 (soit +8,9 % HT). Cette composante de coûts tient compte de la mise à disposition des fournisseurs de 20 TWh d'ARENH supplémentaires sur cette période ;
- et d'une réévaluation de la rémunération normale (soit + 0,2 % HT incluant l'évaluation de l'espérance des risques quantifiables). La rémunération normale, hors espérance des risques quantifiables est, conformément à la délibération du 12 janvier 2023, égale à 2 % du tarif moyen hors taxes et hors rattrapage applicable au 1^{er} août 2022, augmenté de 15 %.

*

Dans sa proposition du 22 juin 2023, la CRE calcule une évolution du niveau moyen des TRVE de + 0,76 % TTC par rapport aux TRVE calculés dans sa proposition du 19 janvier 2023 (soit +2,46 €/MWh HT ou +0,73 % HT), qui se décompose en :

- + 0,88 % TTC, soit + 2,84 €/MWh HT ou + 0,84 % HT, pour les tarifs bleus résidentiels ;
- - 0,32 % TTC, soit - 1,21 €/MWh HT ou - 0,35 % HT, pour les tarifs bleus professionnels.

Cette hausse est la conséquence :

- de l'évolution du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité au 1^{er} août 2023 (soit + 1,17 % sur les TRVE TTC) ;
- de la hausse de la contrepartie financière reçue par les fournisseurs au titre de la gestion des clients pour le compte du gestionnaire de réseau et qui vient en déduction des coûts de commercialisation (soit - 0,04 % sur les TRVE TTC) ;

- de la mise à jour de la composante de coût relative aux coûts de commercialisation et CEE pour 2023 (soit – 0,04 % sur les TRVE TTC) ;
- et de la mise à jour de la composante de rattrapage des montants non couverts au titre de l'année 2022 (soit - 0,32 % sur les TRVE TTC).

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 minimale¹¹², 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^{er} 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 2023¹¹³.

A ce stade, la CRE a proposé une seule évolution des TRVE le 18 janvier 2024¹¹⁴, pour application au 1^{er} 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^{er} 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 2023¹¹⁵ 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 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) ;

¹¹² Article 92 de la loi n° 2023-1322 du 29 décembre 2023 de finances pour 2024.

¹¹³ Article 225 de la loi n° 2023-1322 du 29 décembre 2023 de finances pour 2024.

¹¹⁴ Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 18 janvier 2024 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité

¹¹⁵ 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

- 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.

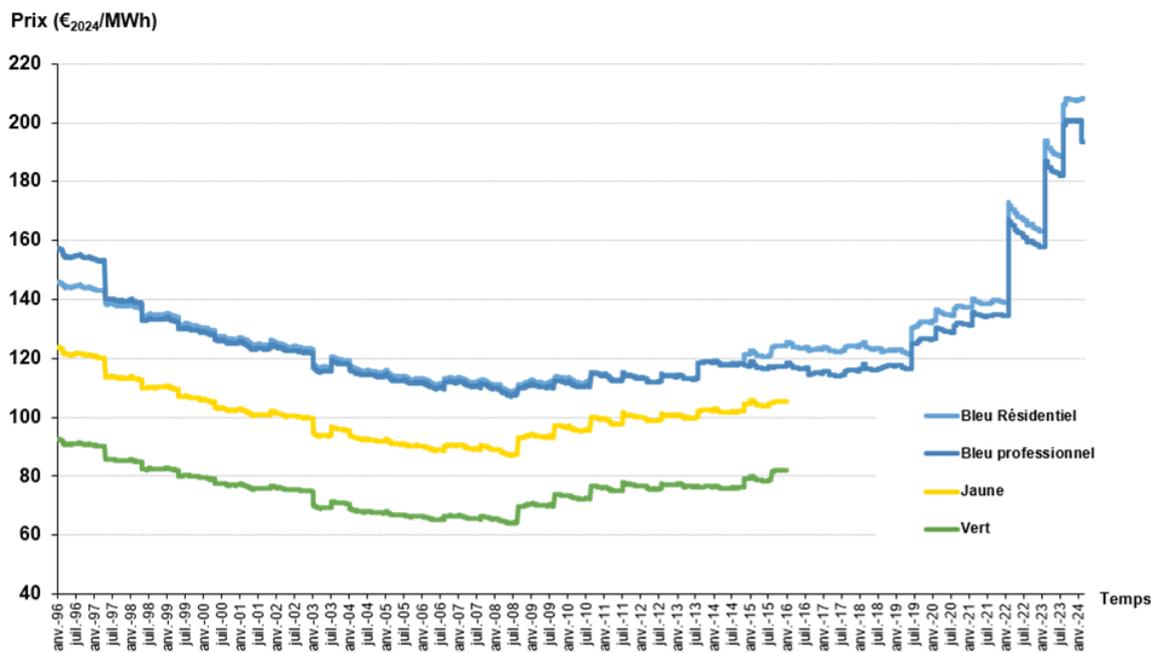
Date	Tarifs bleus résidentiels	Tarifs bleus non résidentiels	Tarifs jaunes	Tarifs verts
15 août 2010*	+3,0 %	+4,0 %	+4,5 %	+5,5 %
1 ^{er} juillet 2011	+1,7 %		+3,2 %	+3,2 %
23 juillet 2012	+2,0 %		+2,0 %	+2 %
1 ^{er} août 2013*	+5,0 %		+2,7 %	+0,0 %
1 ^{er} novembre 2014*	+2,5 %	-0,7 %	+2,5 %	+3,7 %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

*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^{er} février 2022 et +15 %TTC le 1^{er} 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 18 janvier 2024

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 18 janvier 2024 (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 ¹¹⁶	Ia ¹¹⁷
Tarif intégré HT (hors CTA)	224,0	197,8
dont Tarif réseau	62,7	49,7
dont Part fourniture	161,4	148,1
CTA*	5,8	4,3
Accise sur l'électricité	21,0	20,5
TVA	44,2	41,1
Tarif TTC	295,0	263,6

Source : CRE

Figure 27 Facture aux tarifs réglementés de vente d'électricité tels que proposés par la CRE dans sa délibération du 18 janvier 2024 (€/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

¹¹⁶ Client type RES Base 6 kVA 3,5 MWh/an

¹¹⁷ Client type PRO HPHC 24kVA 18 MWh/an (65 % conso en HP)

rapports) ainsi que pour un client de type « la ».

La définition des clients type est celle d'Eurostat :

Dc : client résidentiel consommation entre 2500 et 5000 kWh.

la : 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^{er} août 2023.

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 32,06 €/MWh depuis le 1^{er} janvier 2023. Pour limiter la hausse des prix, le Gouvernement a choisi d'appliquer une valeur de 21 €/MWh pour les résidentiels et les professionnels souscrivant une puissance inférieure à 36 kVA dans le cadre du bouclier tarifaire 2024.

2.2.2.2.3. 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 2021¹¹⁸ 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°2022-215¹¹⁹ 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 :

¹¹⁸ 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

¹¹⁹ 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

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.

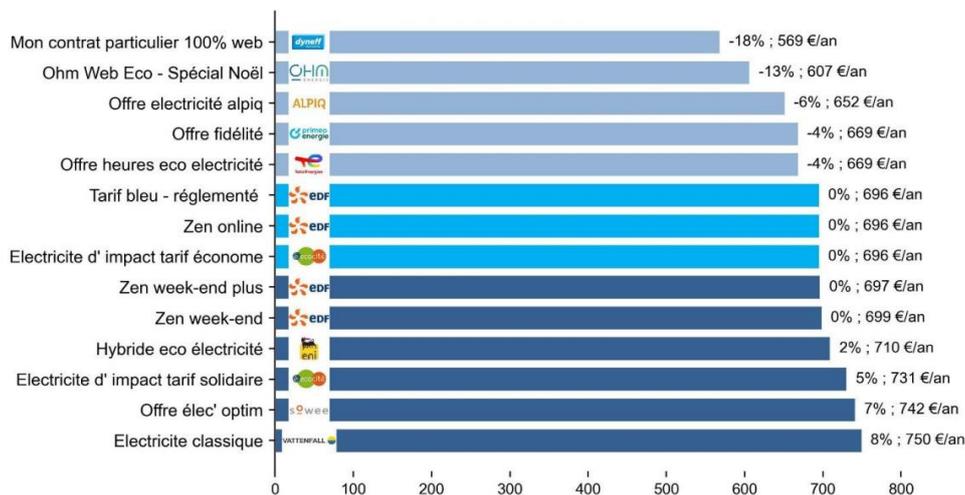
Ces offres créent un pont entre les marchés de détail du gaz et de l'électricité et donc un lien entre leurs dynamismes respectifs. Par ailleurs, les offres bi-énergies permettent aux fournisseurs de proposer un rabais sur les prix en mutualisant les coûts communs à la fourniture d'électricité et de 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.

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.

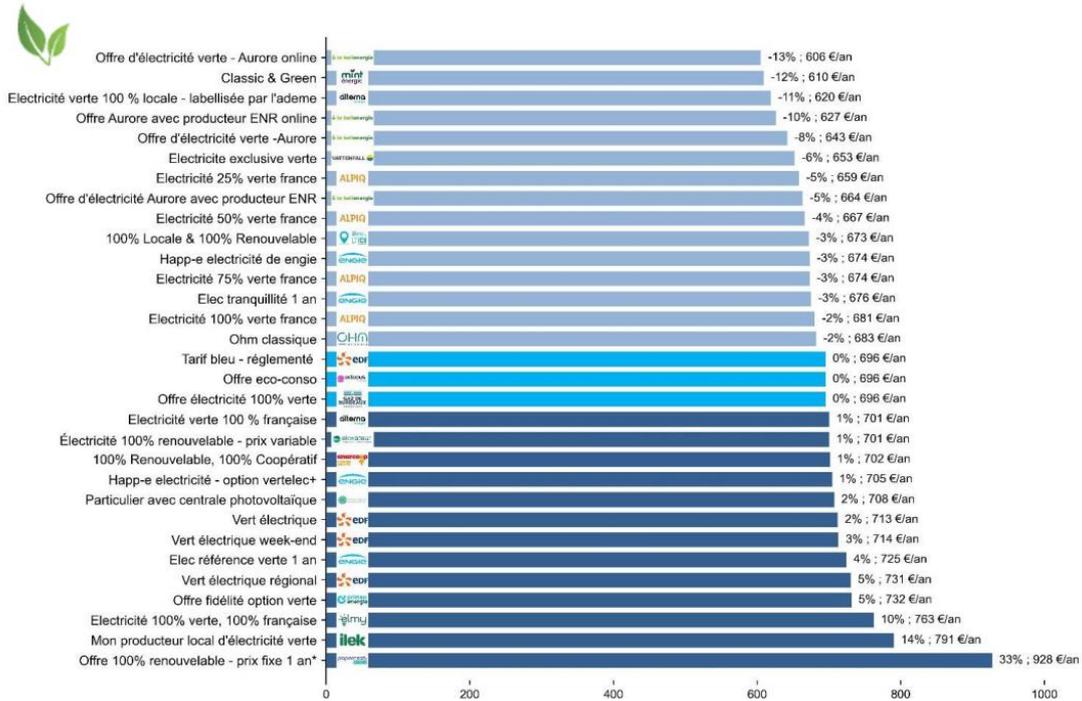
La crise a également vu l'attractivité des offres de marché par rapport aux TRV disparaître alors qu'auparavant la grande majorité des fournisseurs proposaient des offres à des prix inférieurs aux TRV. Par exemple, au 31 décembre 2022, pour le client Base, aucune offre à prix variable n'était moins chère que le tarif réglementé. À l'inverse, la moitié des offres variables (clients HP/HC et Base confondues) proposée sur le site du MNE au 31 décembre 2023 était à un prix inférieur au TRV de l'option correspondante. À cette date, l'offre verte la moins chère proposée par un fournisseur alternatif pour le client type Base était celle de Labellenergie, (606 €/an, soit -13 % par rapport au TRV) et la plus chère était proposée par Papernest (928 €/an, soit +33 % par rapport au TRV).



■ Offres moins chères que le TRV ■ Offres au même niveau que le TRV ■ Offres plus chères que le TRV

Source : Comparateur d'offres énergie-info

Figure 28 Comparaison des offres à prix variable pour un client Base 6 kVA au 31 décembre 2023

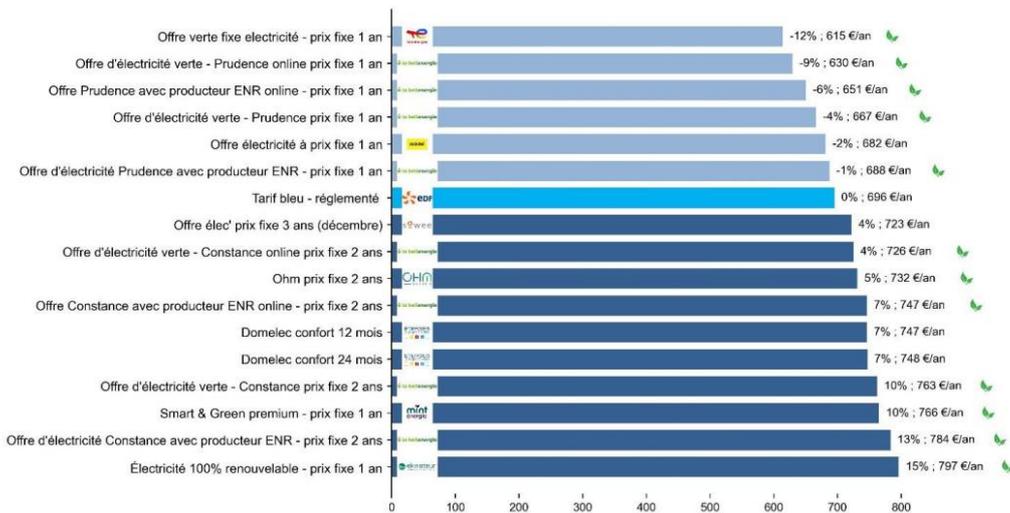


- Offres moins chères que le TRV
- Offres au même niveau que le TRV
- Offres plus chères que le TRV

Source : Comparateur d'offres énergie-info

Figure 29 Comparaison des offres vertes à prix variable pour un client Base 6 kVA au 31 décembre 2023

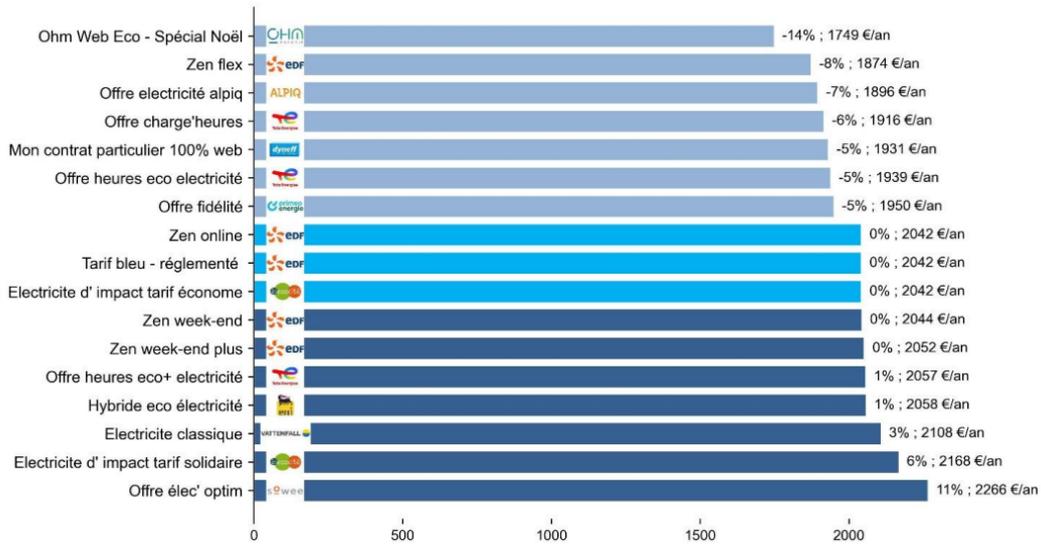
Le niveau du tarif réglementé est présenté à titre indicatif car susceptible d'évoluer au moins une fois par an.



- Offres moins chères que le TRV
- Offres au même niveau que le TRV
- Offres plus chères que le TRV

Source : Comparateur d'offres énergie-info

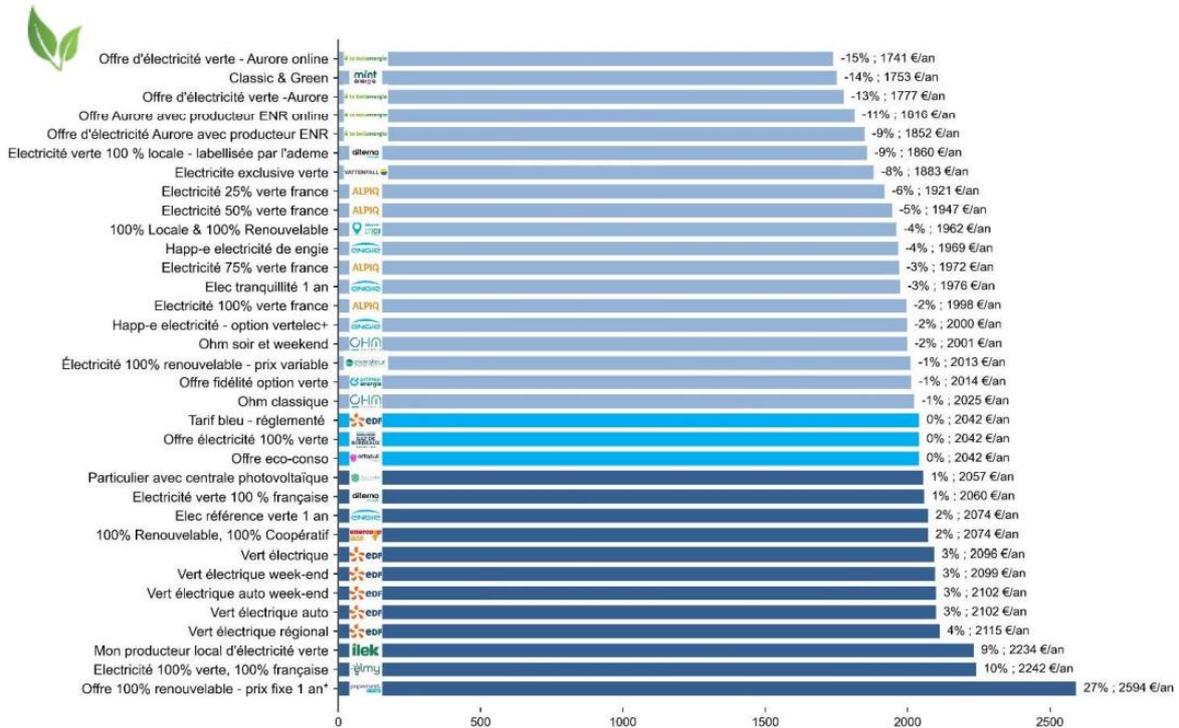
Figure 30 Comparaison des offres à prix fixe pour un client Base 6 kVA au 31 décembre 2023



- Offres moins chères que le TRV
- Offres au même niveau que le TRV
- Offres plus chères que le TRV

Source : Comparateur d'offres energie-info

Figure 31 Comparaison des offres à prix variable pour un client HP/HC 9 kVA au 31 décembre 2023

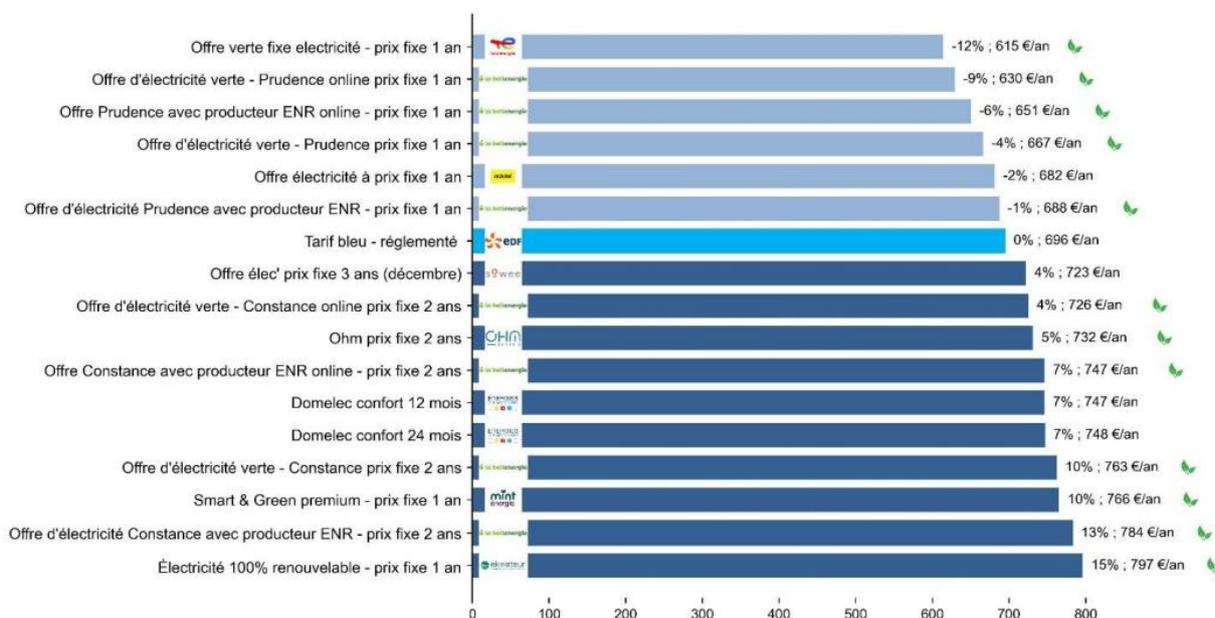


- Offres moins chères que le TRV
- Offres au même niveau que le TRV
- Offres plus chères que le TRV

Source : Comparateur d'offres energie-info

Figure 32 Comparaison des offres vertes à prix variable pour un client HP/HC 9 kVA au 31 décembre 2023

Le niveau du tarif réglementé est présenté à titre indicatif car susceptible d'évoluer au moins une fois par an.



- Offres moins chères que le TRV
- Offres au même niveau que le TRV
- Offres plus chères que le TRV

Source: Comparateur d'offres énergie-info

Figure 33 Comparaison des offres à prix fixe pour un client HP/HC 9 kVA au 31 décembre 2023

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 438,7 TWh en 2023, soit 3,3 % de moins qu'en 2022 et 7 % de moins qu'en 2021. Cette baisse s'explique à la fois par les températures élevées tout au long de l'année (l'année 2023 a été pour la France la seconde année la plus chaude jamais enregistrée) et par les conséquences de la crise énergétique (incitations à la sobriété énergétique, prix de l'électricité à des niveaux toujours plus élevés qu'avant la crise, forte inflation).

La consommation d'électricité « à température normale » (corrigée des aléas météorologiques et calendaires), estimée par RTE, s'est élevée à 445,7 TWh en 2023, un niveau en net recul par rapport aux valeurs historiques (-6,8 % par rapport aux valeurs moyennes sur la période 2014-2019). Cette valeur est même inférieure à la consommation à température normale observée en 2020 (-6 %), année marquée par les restrictions sanitaires, et à celle observée en 2022 (-3 %) au plus fort de la crise énergétique.

La baisse de la consommation à température normale par rapport aux valeurs historiques a été observée tout au long de l'année 2023, atteignant 6 à 8 % sur tous les mois à l'exception d'août. Cette diminution de la consommation est du même ordre de grandeur que celle observée au dernier trimestre de 2022 sous l'effet de la crise énergétique.

Elle a concerné tous les secteurs (résidentiel, industriel, tertiaire) mais, comme en 2022, elle a été la plus forte pour les grands consommateurs industriels (par exemple dans le secteur de la métallurgie ou le papier carton), responsables de 27 % de la baisse structurelle de la consommation française en 2023. Ces derniers ont consommé 13,4 % moins d'électricité que sur la période 2014-2019, et 4,3 % de moins qu'en 2022.

Il reste toutefois difficile de distinguer les baisses de consommation contraintes en raison des niveaux de prix élevés et celles liées à des actions volontaires de sobriété énergétique. Une enquête menée en 2023 par RTE en partenariat avec l'institut IPSOS suggère que l'inflation aurait été le principal facteur ayant poussé à des économies d'énergie chez les résidentiels lors de l'hiver 2022-2023, dans un contexte de persistance de l'inflation et du relèvement du plafond du bouclier tarifaire introduit par le gouvernement pendant la crise qui contenait la hausse du prix du tarif réglementé de vente (relèvement de 15 % en février puis de 10 % en août 2023).

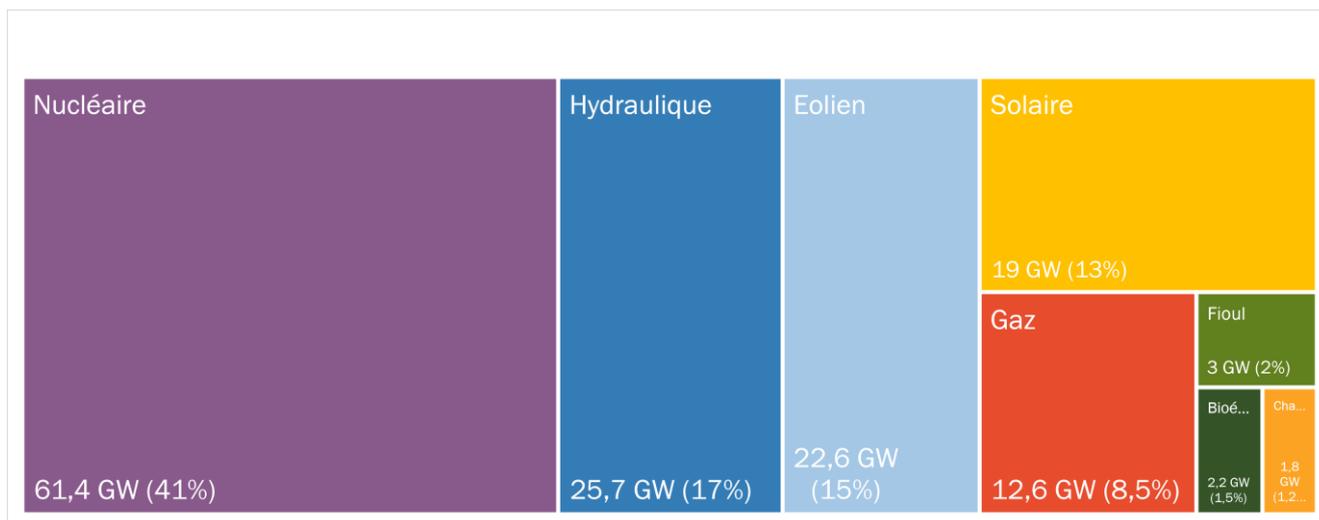
Concernant les prévisions d'évolution de la consommation d'électricité française dans les années à venir, RTE a revu les trajectoires de consommation pour son étude d'adéquation dont les principaux résultats ont été publiés en octobre 2023 (bilan prévisionnel 2023). Alors que les précédentes éditions 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 inclut 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 2023, la capacité totale des moyens de production électrique installés en France continentale s'élevait à 148,4 GW, en augmentation de 4,7 GW par rapport à l'année précédente, du fait de l'augmentation des capacités des parcs solaire (+3,1 GW) et éolien (+1,6 GW). La capacité nucléaire et thermique est restée stable par rapport à 2022.

Après une année 2022 marquée par une faible disponibilité du parc nucléaire français (en raison de maintenances planifiées dans le cadre du programme de Grand Carénage, de reports de certaines maintenances du fait de la crise sanitaire, ainsi que de la découverte de problèmes de corrosion sous contrainte sur certains réacteurs à partir d'octobre 2021), la disponibilité du parc nucléaire s'est améliorée en 2023. Elle était en moyenne de 38,6 GW (soit 63 % du parc installé) en 2023, contre 33,2 GW en 2022 (54 % du parc installé). Ce niveau de disponibilité reste toutefois inférieur à l'historique (74 % en moyenne sur la période 2016-2019), du fait de travaux de réparation en lien avec le phénomène de corrosion sous contrainte et d'indisponibilités liées aux visites décennales.



Source : Bilan Electrique 2023, RTE

Figure 34 Le parc électrique installé en France au 31 décembre 2023

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 2023 et au 1^{er} semestre 2024, la CRE a ainsi approuvé des modifications de ces règles concernant notamment :

- La mise en œuvre d'un marché optimisé en temps réel pour les activations de réserve secondaire. Depuis le mois de novembre 2023, les entités de réserve ne sont plus activées au prorata du besoin de RTE et rémunérées au prix *spot*, mais mises en concurrence selon le prix de leurs offres en énergie pour chaque pas de temps de 15 minutes. Le besoin de RTE en temps réel détermine un prix de *clearing* pour l'activation d'énergie de réserve secondaire, en fonction du *merit order* du pas de temps considéré et selon un règlement en *pay-as-clear*. Ces modalités d'activation de la réserve secondaire par *merit order* implémentées au niveau français dans les règles de RTE ont été conçues comme une déclinaison des modalités prévues par la plateforme européenne PICASSO pour les activations de réserve secondaire ;
- 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 production¹²⁰ 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 ;
- L'approbation des méthodologies de calcul de capacité entre zones à l'échéance équilibrage pour les régions Core et Italie Nord et SWE. Pour chacune de ces régions de calcul de la capacité, la méthodologie approuvée permettra de calculer la capacité allouée pour l'échange d'énergie d'équilibrage ou la compensation des déséquilibres ;

¹²⁰ 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.

- Les modalités de participation à la plateforme d'échange d'énergie à partir des réserves tertiaires rapides activables en moins de 13 minutes (plateforme MARI).

2.3.2.1.2. Le mécanisme de calcul des écarts et prix associés

Tout acteur voulant effectuer des transactions commerciales d'achat et de vente d'énergie utilisant le réseau public de transport et le réseau public de distribution doit signer un accord de rattachement à un responsable d'équilibre (RE), entité responsable financièrement des écarts observés au sein de son périmètre. Les écarts des responsables d'équilibre sont calculés au pas demi horaire, et définis comme la différence entre l'injection totale et le soutirage total sur leurs périmètres, comprenant d'une part la différence entre l'injection physique et le soutirage physique mesurés mais aussi la différence entre les transactions nationales d'achat/vente et les transactions d'import/export aux interconnexions déclarées.

Les consommations profilées sont estimées lors de deux processus distincts : un premier calcul des écarts (processus Ecarts) a lieu 1 semaine après le temps réel (avec recalcul 1 mois après le temps réel, puis 3 mois, 6 mois et enfin 12 mois après le temps réel). Un deuxième calcul (Réconciliation Temporelle), plus précis et utilisant l'ensemble des données de comptage et correctifs facturants, intervient 14 mois après le temps réel.

La méthode de calcul des consommations utilisée dans le cadre de la reconstitution des flux et du calcul des écarts a évolué progressivement en tirant parti des possibilités offertes par les compteurs communicants.

La reconstitution de la consommation de la majorité des consommateurs résidentiels et petits professionnels s'appuie sur des profils. Au 1^{er} juillet 2018, le profilage dit « dynamique » a été introduit, permettant une réduction significative des incertitudes de profilage en suivant la consommation en temps réel de panelistes équipés de compteurs Linky et un meilleur reflet des consommations réelles. Il s'applique aux profils de clients résidentiels et petits professionnels.

Le déploiement des compteurs communicants a également permis la mesure de la consommation de certains sites directement à partir des courbes de mesure au pas 30 minutes, notamment dans le cas où les profils étaient moins adaptés. Depuis le 2 janvier 2021, sont venus s'ajouter à tous les grands consommateurs qui disposaient déjà de courbes de charges, 90 000 clients auparavant « profilés » (clients raccordés en BT>110kVA et HTA>110kW). Depuis le 1^{er} janvier 2023, ce périmètre a été étendu aux 9 000 sites BT>36kVA et HTA restants.

Par ailleurs, la facturation des écarts calculés lors de la Réconciliation Temporelle, initialement réglée au prix spot, a été passée au prix de règlement des écarts au 1^{er} juillet 2020. Cela permet de plus efficacement inciter les acteurs sur la base de leurs écarts constatés, alors que l'incitation reposait principalement sur les résultats du processus Ecarts.

Au 1^{er} janvier 2019, le coefficient « k » utilisé pour le calcul du prix de règlement des écarts (présenté en détail à la figure 41), est passé de 0,08 à 0,05, réduisant ainsi l'écart entre le prix de règlement des écarts positifs et négatifs. Ce facteur « k » est recalculé *ex post* après le dernier calcul d'écart afin de viser la neutralité financière de RTE sur l'exercice annuel. Le rejeu du facteur « k » vient ainsi modifier l'intégralité des factures de règlements des écarts des responsables d'équilibre de l'année (voir figure 40).

Pour chaque période de règlement des écarts	TENDANCE A LA HAUSSE (P<C sur le périmètre France)	TENDANCE A LA BAISSSE (P>C sur le périmètre France)
Prix de règlement des écarts positifs (P>C sur le périmètre du RE)	Min (PMPH * (1-k); PMPH * (1+k))	Min (PMPB * (1-k); PMPB * (1+k))
Prix de règlement des écarts négatifs (P<C sur le périmètre du RE)	Max (PMPH * (1-k); PMPH * (1+k))	Max (PMPB * (1-k); PMPB * (1+k))

Source : RTE

Figure 35 Le prix des écarts depuis avril 2017

- PMPH représente le prix moyen pondéré par les volumes des ajustements à la hausse que RTE a dû activer pendant la demi-heure concernée ;
- PMPB représente le prix moyen pondéré par les volumes des ajustements à la baisse que RTE a dû activer pendant la demi-heure concernée ;

Le 10 mars 2022¹²¹, la CRE a approuvé une modification de la méthode de fixation du coefficient « k », afin de passer d'un rejeu *ex post* de ce coefficient à un pilotage *ex ante*, et ainsi raccourcir le processus de règlement des écarts. Le 20 octobre 2022¹²², la CRE a approuvé les paramètres pour calculer, chaque mois, le coefficient k en fonction du solde du compte ajustements-écarts constitué de la somme des charges et produits provenant de l'équilibrage du système électrique par RTE. Cette nouvelle fonction pour le coefficient « k » est entrée en application le 1^{er} janvier 2023.

2.3.2.1.3. Evolutions du paysage français de l'ajustement du système électrique

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 2023, la plateforme TERRE a représenté environ 20 % des activations de réserves complémentaires pour satisfaire les besoins de RTE.

Par ailleurs, en juillet 2022¹²³, la CRE avait octroyé à RTE deux dérogations pour la connexion aux plateformes européennes d'échange d'énergies de réserve secondaire (plateforme PICASSO) et tertiaire rapide (plateforme MARI).

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 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 2023 pour l'année de livraison 2024, ainsi qu'une visant l'année de livraison 2020, une pour l'année de livraison 2022, une pour l'année de livraison 2023, et trois pour l'année de livraison 2025.

A ce jour, trois enchères se sont déroulées en 2024 pour l'année de livraison 2025, ainsi qu'une enchère pour l'année de livraison 2021, une pour l'année de livraison 2024 et une pour l'année de livraison 2026.

Les enchères réalisées en 2023 pour l'année de livraison 2024 ont vu le prix de la capacité évoluer entre 30 000 et 35 000 €/MW, avant de chuter à 6 200 €/MW à l'issue de l'enchère du 7 décembre 2023. Sur cette dernière enchère avant l'année de livraison, le niveau d'offre a largement excédé le niveau de demande (13,8 contre 9,2 GW), résultant en un prix particulièrement faible, qui s'explique *a priori* par des effets de sobriété des consommateurs qui perdurent et par davantage d'exploitants qui ont proposé des garanties de capacité à bas prix.

¹²¹ [Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 10 mars 2022 portant approbation des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre](#)

¹²² [Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 20 octobre 2022 portant approbation des paramètres de pilotage ex ante du solde du compte « ajustement-écarts » de RTE](#)

¹²³ [Délibération de la CRE du 21 juillet 2022 portant décision d'octroi de dérogations pour la connexion de RTE aux plateformes européennes pour l'échange d'énergie d'équilibrage à partir de réserve secondaire et de réserve tertiaire rapide](#)

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 de rationnement de l'ARENH¹²⁴ s'est établie à 27 094 €/MW et revient donc au niveau de 2022, après une hausse à 45 622 €/MW pour l'année de livraison 2023.

A ce jour, le prix de la capacité pour l'année 2025 s'élève en moyenne 19 976 €/MW, traduisant les moindres craintes pour la sécurité d'approvisionnement en 2025 qu'en 2024 ou 2023.

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 2024 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 fixé¹²⁵ 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.

¹²⁴ 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 s'est établi à 3,5 €/MWh en 2020 et 5,9 €/MWh en 2021

¹²⁵ 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 1er 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^{er} janvier 2005, il existe en France deux gestionnaires de réseaux de transport (GRT) : les sociétés GRTgaz et Teréga (ex-TIGF).

GRTgaz est détenu par Engie à hauteur de 60,8 % et à un consortium public composé de la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC), et de CNP Assurances à hauteur de 38,6 %. Le FCPE GRTgaz Alto (Fonds Commun du Plan d'Épargne pour les salariés) détient également des parts à hauteur de 0,5 %. GRTgaz 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. GRTgaz opère un réseau de canalisations long d'environ 32 500 km, recouvrant une grande partie du territoire français à l'exception du Sud-Ouest. GRTgaz achemine environ 650 TWh de gaz par an.

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 achemine environ 120 TWh de gaz par an.

3.1.1.1.1. Le suivi de la mise en œuvre des demandes de la CRE dans la décision de certification de GRT gaz

GRTgaz 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 2012¹²⁶.

La CRE a maintenu la certification de GRTgaz¹²⁷ en modèle ITO à la suite de l'augmentation de capital de la société SIG au sein du capital de GRTgaz.

La CRE s'assure régulièrement que GRTgaz 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

¹²⁶ [Délibération de la CRE du 26 janvier 2012 portant décision de certification de la société GRTgaz.](#)

¹²⁷ [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 2023, 51 contrats conclus entre GRTgaz et l'EVI ou entre GRTgaz 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 GRTgaz vis-à-vis de la maison-mère. Dans ce cadre, elle s'est prononcée en mars 2022¹²⁸ sur la nomination de deux membres de la minorité du conseil d'administration de GRTgaz puis sur la reconduction d'un membre de cette minorité en avril 2023¹²⁹. En janvier 2024¹³⁰, la CRE a adopté une décision relative à la nomination de la directrice générale de GRTgaz. 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 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 2012¹³¹. 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 2014¹³².

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 2016.¹³³

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 :

¹²⁸ [Délibération de la CRE du 17 mars 2022 portant décision relative à la proposition de nomination de deux membres de la minorité du conseil d'administration de GRTgaz](#)

¹²⁹ [Délibération de la CRE du 13 avril 2023 portant décision relative à la proposition de reconduction d'un membre de la minorité du conseil d'administration de GRTgaz](#)

¹³⁰ [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](#)

¹³¹ [Délibération de la CRE du 26 janvier 2012 portant décision de certification de la société TIGF](#)

¹³² [Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 3 juillet 2014 portant décision de certification de la société TIGF](#)

¹³³ [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 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) ;
- 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).

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 GRTgaz le 16 avril 2020¹³⁴.

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 GRTgaz. 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 2023¹³⁵.

Concernant GRTgaz, la CRE y a relevé des évolutions positives sur les années 2021 et 2022. GRTgaz 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

¹³⁴ [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](#)

¹³⁵ [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 GRTgaz vis-à-vis de sa maison-mère s'est améliorée. GRTgaz 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, GRTgaz 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 GRTgaz 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, GRTgaz 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, GRTgaz 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 GRTgaz 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 Teréga¹³⁶, 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 les 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.

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

¹³⁶ 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.

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 2023¹³⁷, 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

¹³⁷ [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 2023, une en 2009, une en 2011, deux en 2013¹³⁸, une en 2014¹³⁹, une en 2021¹⁴⁰ et une en 2024¹⁴¹ 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 2017¹⁴² 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 ministres¹⁴³.

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 2023¹⁴⁴. Ils l'ont actée par une décision du 9 novembre 2023¹⁴⁵. Le cadre de régulation des projets de comptage

¹³⁸ 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 [...] ».

¹³⁹ 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^{er} 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^{er} 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 %.

¹⁴⁰ 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.

¹⁴¹ 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.

¹⁴² 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.

¹⁴³ [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.](#)

¹⁴⁴ [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](#)

¹⁴⁵ [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 Lavaur, Energis – Régie municipale de Saint-Avoid, Gascogne Énergies Services, Gaz de Barr, Gedia, R-GDS, Régie Municipale Multiservices de La Réole, Régies Municipales Bazas Energie, Sorégies, Synelva et Vialis](#)

évalués des ELD concernées sera fixé par la CRE en 2024 et le déploiement de ces projets s'échelonnait 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^{er} 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 ATRT7 ») en vigueur depuis le 1^{er} avril 2020 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. GRTgaz 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 2022, la régulation incitative de la qualité de service de GRTgaz et Teréga a généré des bonus globaux de respectivement 1587 K€ et 647 K€. Les niveaux de ces bonus générés au titre de l'année 2021 globalement stables pour GRTgaz et Teréga par rapport à ceux générés en 2021 de respectivement 1600 K€ et 625 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^{er} juillet 2024¹⁴⁶, 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 2023, la régulation incitative de la qualité de service de GRDF a généré un bonus de – 0,2 M€, ainsi que + 1,52 M€ au titre de la performance du système de comptage évolué, soit - 0,6 M€ par rapport à l'année 2021.

Qualité de service des ELD :

Les tarifs ATRD6 des ELD sont entrés en vigueur au 1^{er} juillet 2022¹⁴⁷. Les ELD disposent également d'un mécanisme de régulation incitative de la qualité de service, analogue à celui mis en place pour le

¹⁴⁶ Délibération de la CRE du 15 février 2020 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF

¹⁴⁷ 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

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 2023, la régulation incitative de la qualité de service des ELD a généré au total des indicateurs financières comprises en 0 et 25 K€ qui sont venus 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 GRTgaz 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 GRTgaz et Teréga, dit tarif ATRT8¹⁴⁸, s'applique depuis le 1^{er} 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 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

¹⁴⁸ [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.](#)

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 %, assure une rémunération raisonnable des capitaux investis, permettant de maintenir l'attractivité des infrastructures d'énergie en France au regard des autres pays européens.

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 GRTgaz et de Teréga est définie sur la période 2020-2023 pour l'ATRT7, et 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 ATRT6 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 ATRT7 ou ATRT8 (hors postes couverts par le CRCP) seront conservés intégralement par les GRT, comme pour le tarif ATRT6. De façon symétrique, les surcoûts éventuels seront intégralement supportés par les GRT.

Par ailleurs, le tarif ATRT7 (respectivement ATRT8) prévoit une 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 GRTgaz et Teréga sur les années 2022 et 2023 (2026-2027). 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 GRTgaz ou de Teréga se trouvait modifié d'au moins 1 %. 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 possibilité de mise en place d'une incitation à mi-période.

3.1.3.2.3. La régulation incitative des investissements

Au cours des quinze dernières années, GRTgaz 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 GRTgaz 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 ATRT7, 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 biennuel 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'ATRT7 : 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 GRTgaz et de Teréga sera différent.

En conséquence, dans le tarif ATRT, le calcul du CRCP de chaque opérateur aboutit à un coefficient k_{GRTgaz} pour GRTgaz et $k_{\text{Teréga}}$ pour Teréga. Les termes du réseau principal évoluent chaque année du même coefficient national, dit « k_{national} », correspondant à la moyenne pondérée par les souscriptions

de capacités des coefficients k_{GRTgaz} et $k_{\text{Teréga}}$. Les termes du réseau régional de GRTgaz évoluent du coefficient k_{GRTgaz} , 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_{national} sur les termes du réseau principal.

Le tarif ATRT8 évolue annuellement, à compter de 2025, le 1^{er} 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^{er} 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^{er} avril de l'année N, le taux d'inflation prévisionnel pour l'année N ;
- k_{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_{GRTgaz} et $k_{\text{Teréga}}$ non plafonnés.

Par exception, l'évolution des termes relatifs aux PIR s'applique à partir du 1^{er} octobre de chaque année.

- pour les termes tarifaires du réseau régional de GRTgaz en vigueur au 31 mars de l'année N ; du pourcentage de variation suivant :

$$Z_{\text{GRTgaz}} = \text{IPC} + k_{\text{GRTgaz}}$$

Où :

- Z_{GRTgaz} est la variation de la grille tarifaire au 1^{er} 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^{er} avril de l'année N, le taux d'inflation prévisionnel pour l'année N ;
- k_{GRTgaz} 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 GRTgaz.

- 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^{er} 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^{er} 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 1er avril 2023

La troisième mise à jour du tarif ATRT7 a eu lieu au 1er avril 2023¹⁴⁹. La CRE a retenu une hausse des termes tarifaires du réseau principal de GRTgaz et de Teréga de 2,08 %, ainsi qu'une hausse des termes tarifaires du réseau régional de GRTgaz de 2,02 % et une hausse de ceux du réseau régional de Teréga de 2,75 %. Ces évolutions tiennent compte de l'hypothèse d'inflation pour 2023 retenue dans le projet de loi de finances 2023, 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 2022.

Ces hausses, inférieures à l'inflation, sont la résultante du calcul du CRCP des GRT, qui doivent restituer de l'argent aux utilisateurs du réseau de transport.

Le tarif ATRT8 est entré en vigueur au 1^{er} avril 2024.

Modification de certains éléments de la structure et du cadre tarifaire

L'invasion russe en Ukraine et la très forte réduction des importations de gaz russe en Europe ont largement modifié le fonctionnement physique du système gazier européen et ont engendré une forte hausse des prix et de la volatilité sur les marchés de l'énergie. Cela conduit la CRE à modifier certains éléments de la structure et du cadre tarifaires pour, d'une part, accompagner les mesures visant à renforcer la sécurité d'approvisionnement et, d'autre part, adapter le tarif ATRT7 à ces nouvelles incertitudes :

- en fixant le terme tarifaire et les règles de souscriptions applicables au nouveau point d'entrée sur le réseau de GRTgaz pour le terminal méthanier flottant du Havre ;
- en modifiant le rabais appliqué aux termes tarifaires des points d'interface transport stockage ;
- en modifiant la régulation incitative applicable aux charges d'énergie des GRT.

La CRE fait également évoluer d'autres éléments de structure et de cadre tarifaires, afin de permettre aux GRT d'offrir de nouveaux services aux utilisateurs du réseau de transport de gaz naturel. Ces évolutions ont fait l'objet d'une consultation publique présentant les évolutions envisagées pour les tarifs d'utilisation de toutes les infrastructures gazières françaises régulées, qui s'est tenue du 10 novembre au 2 décembre 2022. Les tarifs d'accès au réseau de distribution

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^{er} 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^{er} juillet 2026, pour laisser le délai nécessaire à l'accompagnement des utilisateurs et aux développements nécessaires chez les acteurs de marché. Au 1^{er} juillet 2024, le tarif ATRD7 de GRDF entrera en vigueur, conformément à la délibération de la CRE du 15 février 2024¹⁵⁰. La grille tarifaire évoluera alors de + 27,52 %.

¹⁴⁹ [Délibération de la CRE du 31 janvier 2023 portant décision sur l'évolution annuelle du tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga au 1^{er} avril 2023](#)

¹⁵⁰ [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](#)

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 biannuel 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 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 2023 ;
- 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 2023 est de 127,1 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 m³/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 ATTM6 », est entré en vigueur le 1^{er} avril 2021 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 ATTM6 reconduit les principes suivants du tarif ATTM5 :

- 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 quatre 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). En outre, l'activité de chargement des microméthaniers n'est plus régulée ;
- 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, en particulier pour le terminal de Montoir qui atteint 40 ans.

Le tarif ATTM6 a été mis à jour au 1^{er} avril 2023 avec des hausses de, respectivement, +7,2 %, +7,2 % et +1,2 % des termes tarifaires variables des terminaux méthaniers de Montoir de Bretagne, de Fos Tonkin et de Fos Cavaou. 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^{er} 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 ATRS3**

Le tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane, dit tarif ATRS3, a été adopté début 2024 après une large consultation des parties intéressées et à la suite d'études rendues publiques.

Le tarif ATRS3 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 succédé 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.

- **La compensation stockage**

La CRE fixe, à l'issue de la campagne d'enchères et avant le 1^{er} 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 GRTgaz 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 2020¹⁵¹ et du 30 janvier 2024¹⁵² 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 2023-2024, la CRE a fixé le terme tarifaire stockage à 186,70 €/MWh/j/an à partir du 1^{er} avril 2023.

Dans sa délibération du 5 mars 2024¹⁵³, la CRE a fixé le terme tarifaire stockage à 139,07 €/MWh/j/an à partir du 1^{er} avril 2024.

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^{er} 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^{er} 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, GRTgaz 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 GRTgaz a été approuvé par la CRE dans ses délibérations du 27 juillet 2017, puis 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^{er} 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.

¹⁵¹ [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](#)

¹⁵² [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 \(ATRT8\)](#)

¹⁵³ [Délibération de la Commission de régulation de l'énergie fixant le niveau du terme tarifaire stockage dans le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga à partir du 1^{er} avril 2024](#)

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 GRTgaz 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 2023¹⁵⁴. 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 devraient conduire à une proposition de 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.

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^{er} 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^{ème} liste des projets PIC publiée le 31 octobre 2019 par la Commission européenne.

Le code CAM prévoit (article 26) l'évaluation par les GRTs 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, GRTgaz et Teréga ont mené des évaluations aux frontières avec

¹⁵⁴ 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

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 GRTgaz 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 GRTgaz et Fluxys, qui indiquent dans leur rapport¹⁵⁵ 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, GRTgaz et ses homologues allemands ont dû réaliser des adaptations techniques afin de pouvoir inverser le sens des flux. GRTgaz 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.

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 2022¹⁵⁶ 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 2023.

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 ;

¹⁵⁵ Rapport GRTgaz et Fluxys "[Demand Assessment Report for incremental capacity starting 2023 between France market area PEG and the BeLux market area ZTP](#)"

¹⁵⁶ [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](#)

- 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^{er} avril 2020. Elle a en particulier conduit, du 23 juillet au 4 octobre 2019¹⁵⁷, une consultation portant sur l'ensemble des sujets (niveau comme structure du tarif) relatifs au tarif ATRT7 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 2019¹⁵⁸.

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 2020¹⁵⁹.

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. Etat des lieux

Les sept principaux pays producteurs depuis lesquels la France s'approvisionne en gaz naturel en 2023 sont la Norvège (32 %), les Etats-Unis (24 %), la Russie (12 %), l'Algérie (12 %), le Qatar (5 %), les Pays-Bas (4 %) et le Nigeria (1 %)¹⁶⁰. En ce qui concerne la part des fournisseurs alternatifs¹⁶¹ dans les importations et les exportations de l'ensemble des fournisseurs sur les zones GRTgaz et Teréga, celle-ci a augmenté de 5 % en 2023 par rapport à 2022 pour les importations et reste stable pour les exportations.

Le **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** présente les importations et les exportations mesurées au cours de l'année 2023.

¹⁵⁷ [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](#)

¹⁵⁸ [Rapport de l'ACER "Analysis of the Consultation Document on the Gas Transmission Tariff Structure for France"](#)

¹⁵⁹ [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](#)

¹⁶⁰ [Bilan énergétique de la France en 2023 - Données provisoires | Données et études statistiques \(developpement-durable.gouv.fr\)](#)

¹⁶¹ Les fournisseurs alternatifs sont les fournisseurs autres que les fournisseurs historiques (ENGIE, Tegaz et les ELD).

Quantités en TWh	Ensemble des fournisseurs	Fournisseurs alternatifs
------------------	---------------------------	--------------------------

Flux de gaz			
Importations	487	396	81%
dont importation terrestres	238	179	75%
dont gaz naturel liquéfié	249	216	87%
Exportations	112	92	82%

Source : GRTgaz, Teréga - Analyse : CRE

Figure 36 Importations et exportations de gaz (flux commerciaux)

En 2023, les trois principaux importateurs ont représenté 70 % des volumes importés. Le nombre d'expéditeurs actifs sur les points d'interconnexions réseau (PIR) est passé de 65 en 2022 à 66 en 2023.

La majeure partie du négoce sur le marché de gros du gaz en France se matérialise par des échanges aux Points virtuels d'échanges de gaz (ou PEG)¹⁶². Des échanges de gaz peuvent également avoir lieu aux points frontières du réseau français.

Le changement de structure de l'approvisionnement français observé en 2022 s'est prolongé en 2023. La part du GNL dans les importations françaises s'est maintenue au même niveau qu'en 2022 (51 % GNL et 49 % gazoducs en 2023 contre 52 % GNL et 52 % gazoduc en 2022). La France a confirmé son rôle de hub pour les arrivées de GNL en Europe. En 2023, la France a été le premier point d'entrée du GNL en Europe pour la deuxième année consécutive. Les 5 terminaux du territoire français ont couvert 22 % des imports européens de GNL en 2023.

La consommation totale de gaz en France a atteint 375 TWh en 2023, soit une baisse de 13 % par rapport à 2022. La consommation des clients raccordés au réseau de distribution a diminué de 9 %, du fait des températures douces en début et fin d'année et des efforts de sobriété, qui ont particulièrement contenu la consommation de gaz liée au chauffage.

En 2023 la diminution de la consommation du gaz par les clients industriels raccordés au réseau de transport observé en 2022 continue avec -7 %. Les prix très élevés du gaz incitent nombre d'entre eux à réduire leur consommation et dans certains cas à réduire voire interrompre leur activité.

La consommation de gaz pour la production électrique a également baissé de 41 % en 2023 par rapport à l'année précédente. L'an dernier les moyens de production thermique avait été fortement sollicités à cause de la faible disponibilité du parc nucléaire et de la filière hydraulique, cette année on revient à des niveaux comparables aux années 2014-2021.

Les stockages français sont sortis d'un hiver 2022-2023 aux températures clémentes à un niveau élevé par rapport aux années précédentes (environ 39 % au 1^{er} avril). La campagne d'injections a été soutenue tout au long de l'été, permettant un remplissage complet au début de l'hiver (100 % au 1^{er} novembre soit 134 TWh). Les températures nettement supérieures aux moyennes saisonnières et la chute des prix en début d'année 2023 ont limité fortement les soutirages de janvier à mars 2023. Les stockages terminent l'année à des niveaux de remplissage historiques. Le besoin d'injection devrait en conséquent être limité sur l'été gazier 2024.

¹⁶² Les PEG ont été mis en place au début de l'année 2004. Il s'agit de points virtuels, rattachés à chaque zone d'équilibrage des réseaux de GRTgaz et Teréga, où un expéditeur peut céder du gaz à un autre expéditeur.

Au 1^{er} janvier 2009, à la suite de la fusion des zones GRTgaz Nord-H, Est et Ouest, le nombre de PEG a été réduit à quatre (PEG Nord H, PEG Nord B, PEG Sud et PEG TIGF). En avril 2013, les zones Nord-H et Nord-B ont fusionné créant un PEG Nord unique. En avril 2015, les PEG Sud et TIGF ont été fusionnés, créant le TRS (*Trading Region South*).

Le 1^{er} novembre 2018, les deux zones françaises PEG Nord et TRS ont fusionné pour finalement créer une zone unique de marché la *Trading Region France* (TRF). Ce lancement représente ainsi l'achèvement de 15 ans de travaux renforçant l'attractivité et le bon fonctionnement de la zone et affichant un prix unique PEG.

3.2.1.2. Evolution des prix *day-ahead* sur le marché de gros du gaz

Les prix de gros du gaz en France sont disponibles publiquement sur le site web d'EEX¹⁶³. Chaque jour sont entre autres publiés pour le segment *spot* au PEG (à partir du 1^{er} novembre 2018) un indice *End of Day* et un indice *Daily Average Price*. Un indice de clôture est également publié pour chaque produit à terme listé par la bourse EEX. La méthodologie de calcul de ces indices est disponible publiquement.

Sur l'année 2023, le prix moyen du contrat PEG *day-ahead* (38,8 €/MWh) a été plus de deux fois inférieur par rapport à celui de 2022 (98,1 €/MWh), et inférieur au prix de 2021 (46,5 €/MWh). Il reste néanmoins près de deux fois supérieur au niveau moyen historique de l'ordre de 20 €/MWh. Les prix au PEG ont atteint le 9 janvier 2023 un pic de 67,0 €/MWh et un minimum à 22,0 €/MWh le 1^{er} juin.

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 PEG-TTF sur le *day-ahead* s'est fortement resserré avec -1,8 €/MWh en moyenne sur 2023 (contre -25,9 €/MWh en moyenne sur 2022 et -0,4 €/MWh en 2021).

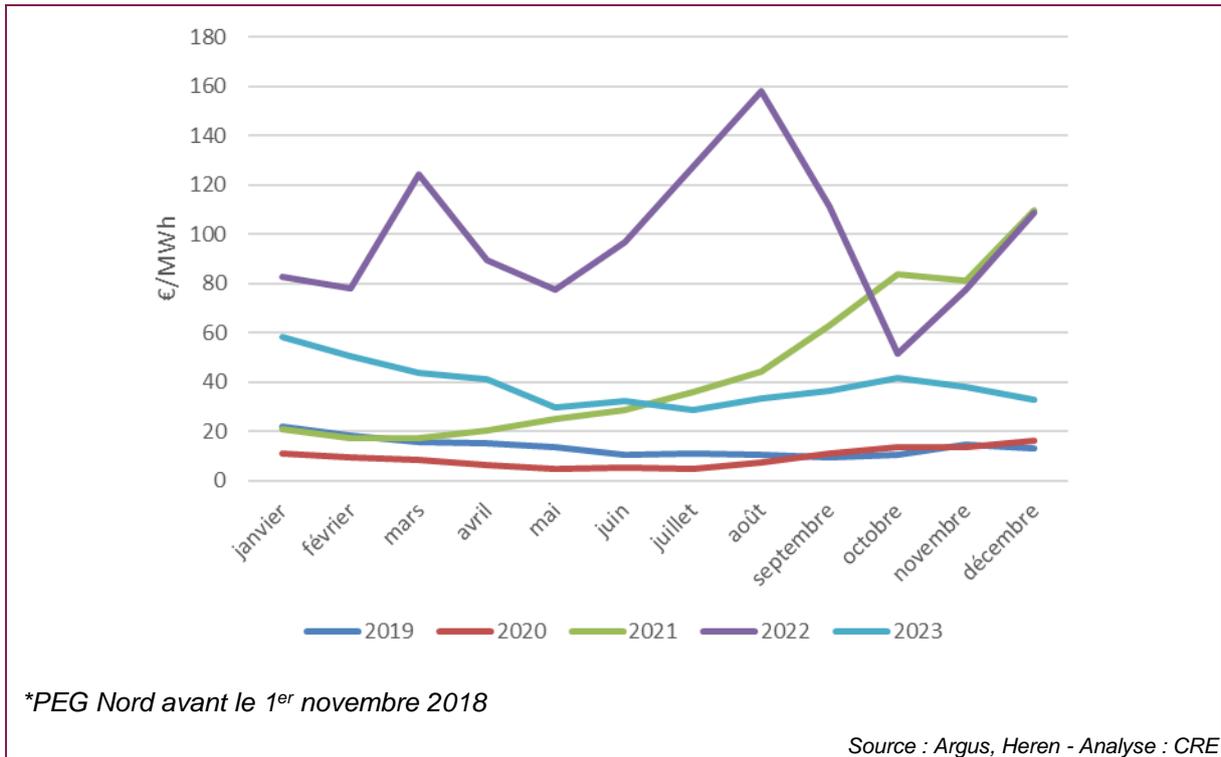


Figure 37: Prix du *day-ahead* au PEG * (moyennes mensuelles)

¹⁶³ Le groupe EEX a absorbé au 1^{er} janvier 2020 les activités de Powernext, l'ancienne bourse du gaz en France.

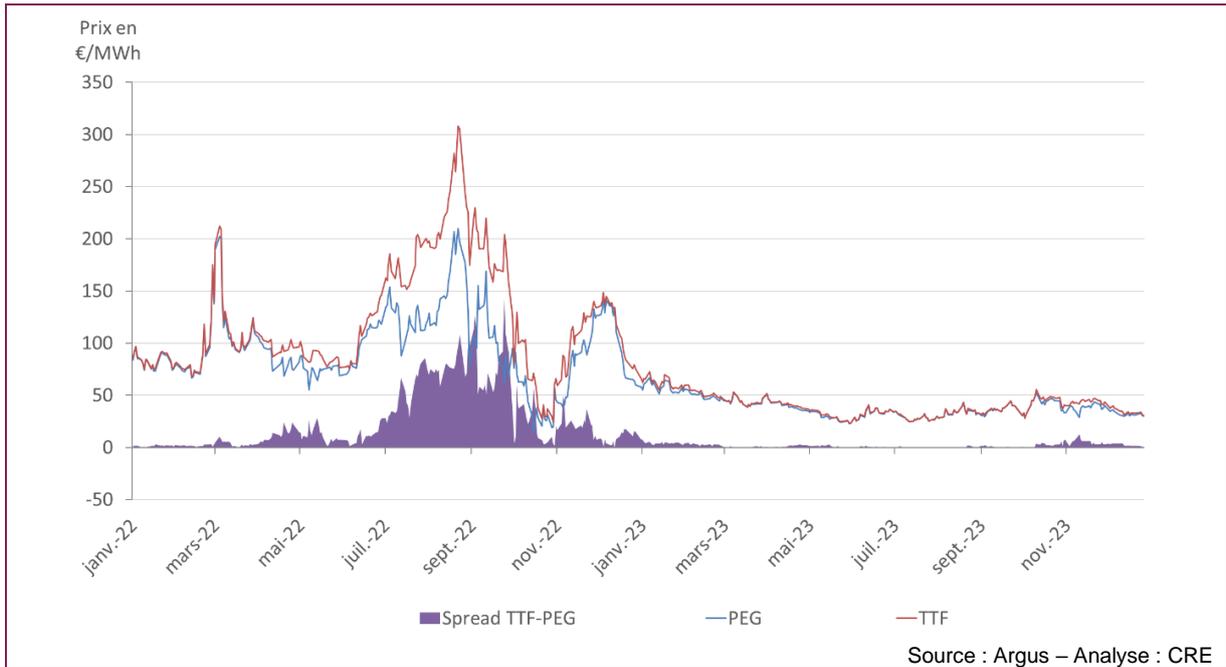


Figure 38 : Prix day-ahead du gaz en France et aux Pays-Bas (respectivement PEG et TTF)

Malgré une situation encore légèrement tendue en janvier 2023, l'écart de prix entre les points d'échange des pays à l'Est de la France par rapport à ceux en France et à l'Ouest de celle-ci s'est grandement resserré. L'écart moyen annuel sur les contrats *day-ahead* vaut 2,3 €/MWh en 2023 avec l'Allemagne (contre 22,8 €/MWh en 2022), 1,8 €/MWh avec le Pays-Bas (contre 22,3 €/MWh en 2022) et 4,1 €/MWh avec l'Italie (contre 24,6 €/MWh en 2022). L'écart avec le Royaume-Uni s'est également resserré en passant de 15,4 €/MWh en moyenne annuel sur 2022 à 0,2 €/MWh en 2023.



PEG : France | TTF : Pays-Bas | ZTP : Belgique | THE : Allemagne | PVB : Espagne | PSV : Italie | NBP : Royaume-Uni

Sources : Argus – Analyse : CRE

Figure 39 : Prix day-ahead du gaz en Europe

3.2.1.3. Les marchés intermédiés

Le négoce entre les différents acteurs du marché de gros du gaz en France peut se faire de gré à gré (OTC) ou au sein de marchés organisés. Les échanges de gré à gré peuvent se faire de manière strictement bilatérale ou par l'intermédiation de courtiers.

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 groupe EEX a absorbé au 1^{er} janvier 2020 les activités de Powernext.

En 2023, le nombre d'acteurs actifs¹⁶⁴ sur les plateformes d'EEX en France était de 89 pour le segment *spot* et de 76 pour le segment *futures* (contre 86 et 69 respectivement en 2022). La CRE collecte également des informations transactionnelles auprès des principaux courtiers actifs sur les marchés français du gaz. En 2023, 127 acteurs ont effectué des échanges par l'intermédiaire des courtiers (contre 125 en 2022).

Dans la continuité de 2021 et 2022 la structure des prix à terme était en *backwardation* sur la quasi-totalité de 2023, c'est-à-dire que les contrats de plus court terme étaient plus chers que ceux à échéance plus lointaine, reflétant une forte tension autour de l'offre de plus court terme. Mais fin 2023, on observe une convergence des différentes échéances de prix, à l'instar de ce qu'on observait avant la crise (S1 2021). Ce phénomène illustre le retour de la confiance du marché sur l'offre et la sécurité d'approvisionnement à court terme.

Concernant les contrats mensuels, le contrat *front-month* livré au PEG a enregistré un prix moyen de 39,7 €/MWh sur l'année 2023 contre 112,8 €/MWh en 2022, soit un montant environ trois fois inférieur. Au niveau mondial, l'écart de prix entre l'Europe et l'Asie a commencé l'année en faveur des prix européens avec un écart de 4,0 €/MWh en janvier. Puis, au fil de l'année, l'écart s'est inversé et s'est stabilisé entre -3 et -5 €/MWh.

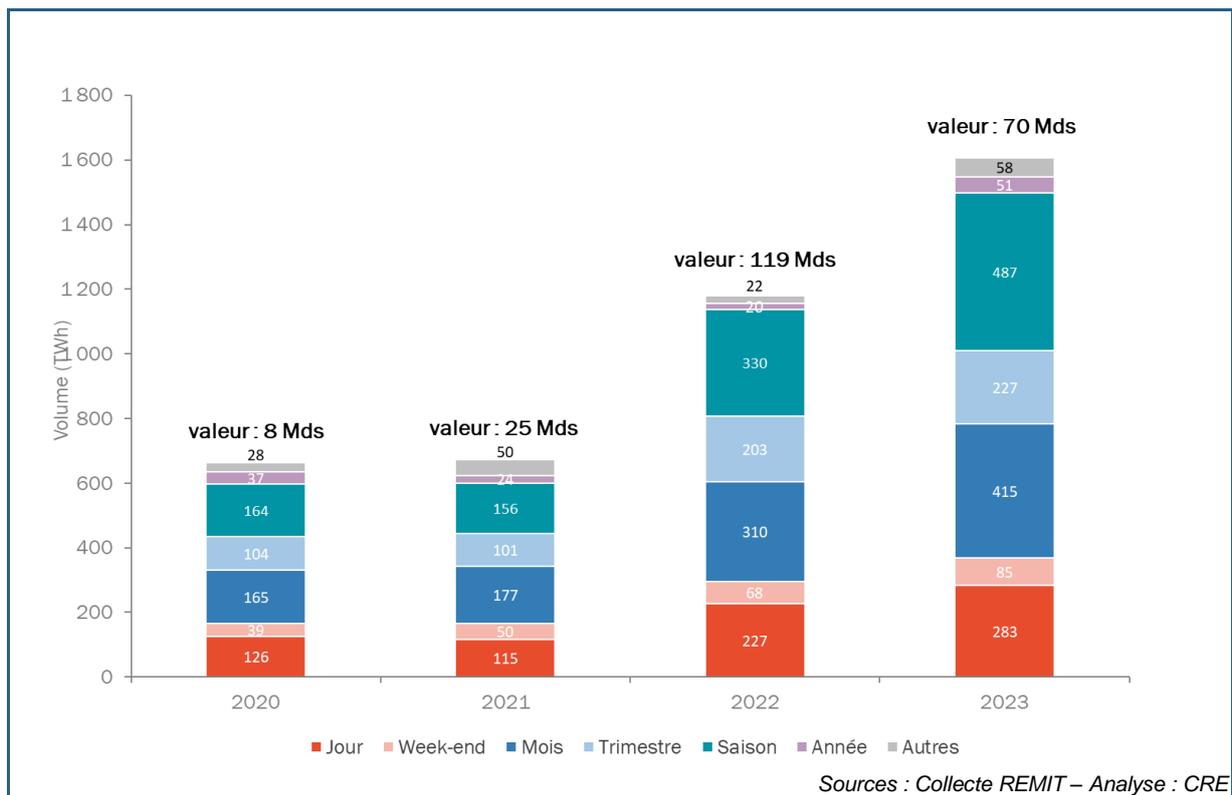


Figure 40 : Volumes et valeurs négociés par produit sur le marché intermédié

¹⁶⁴ Effectuant au moins une transaction sur la période

3.2.1.4. Les volumes échangés aux points d'échange de gaz

Le graphique ci-dessous détaille l'évolution du volume échangés sur le marché de gros aux points d'échange de gaz depuis le 1^{er} janvier 2010. Après une hausse annuelle en 2022 de 59 % sur les contrats *spot* et 108 % sur les contrats à terme, les volumes échangés au PEG ont de nouveau augmenté en 2023 de 38 % sur les contrats *spot* et 37 % sur les contrats à terme.

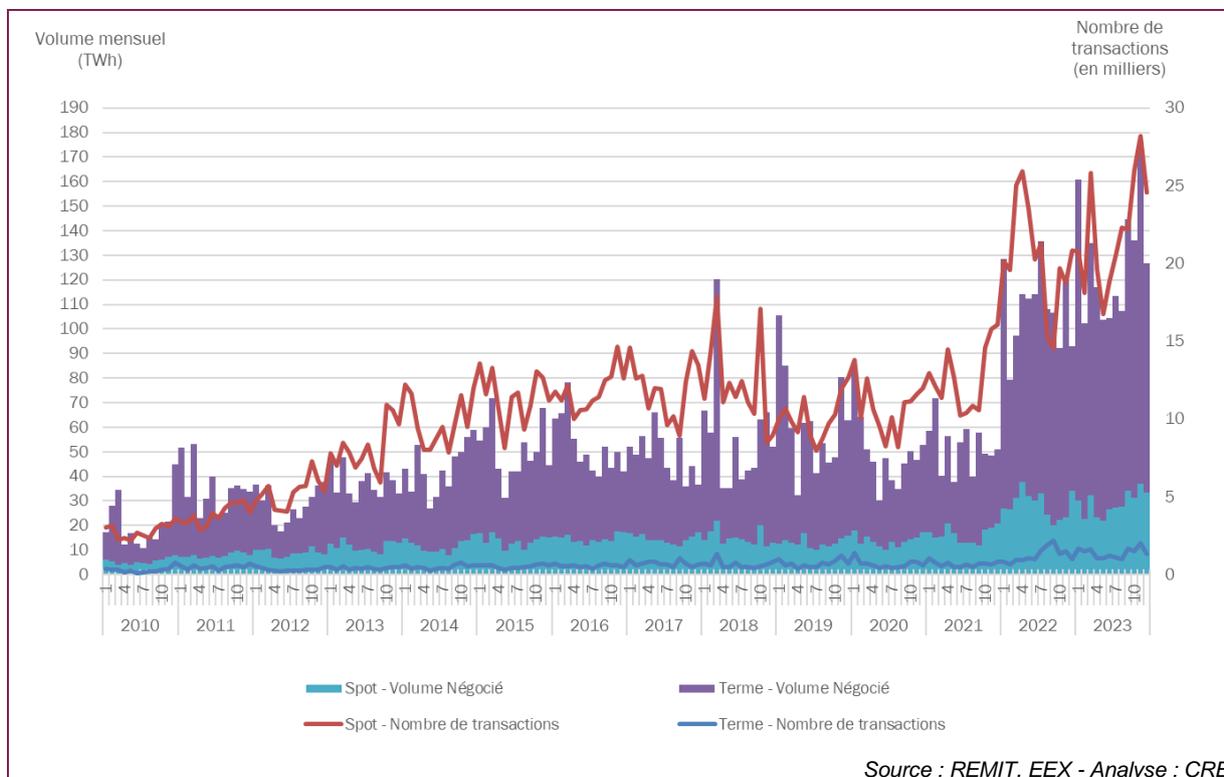


Figure 41 : Volumes échangés sur les marchés de gros aux points d'échanges de gaz

3.2.1.5. Niveau de concentration du marché français

Les deux graphiques suivants présentent le niveau de concentration (Indice HHI) des marchés intermédiés français pour les segments *spot* et à terme et par PEG.

Le PEG affiche des niveaux de concentration caractéristiques d'un marché où la concurrence est bien développée. Cette faible concentration traduit une liquidité importante au PEG, 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 unique, la concentration des marchés sur les segments *spot* et à terme montre une tendance baissière mais depuis quelques années cette concentration reste stable. On note seulement une baisse sur le niveau de concentration sur la vente du segment *spot* en 2023.

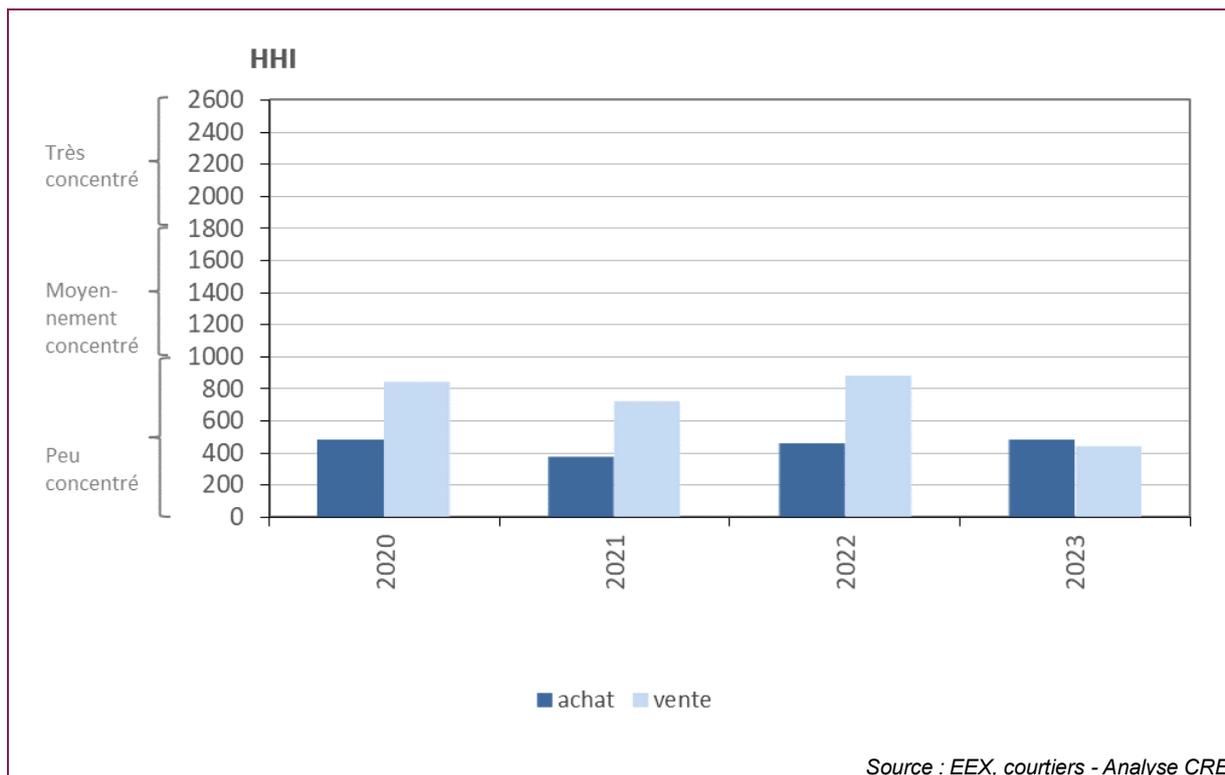


Figure 42 Niveau de concentration des marchés intermédiés français (Segment spot)

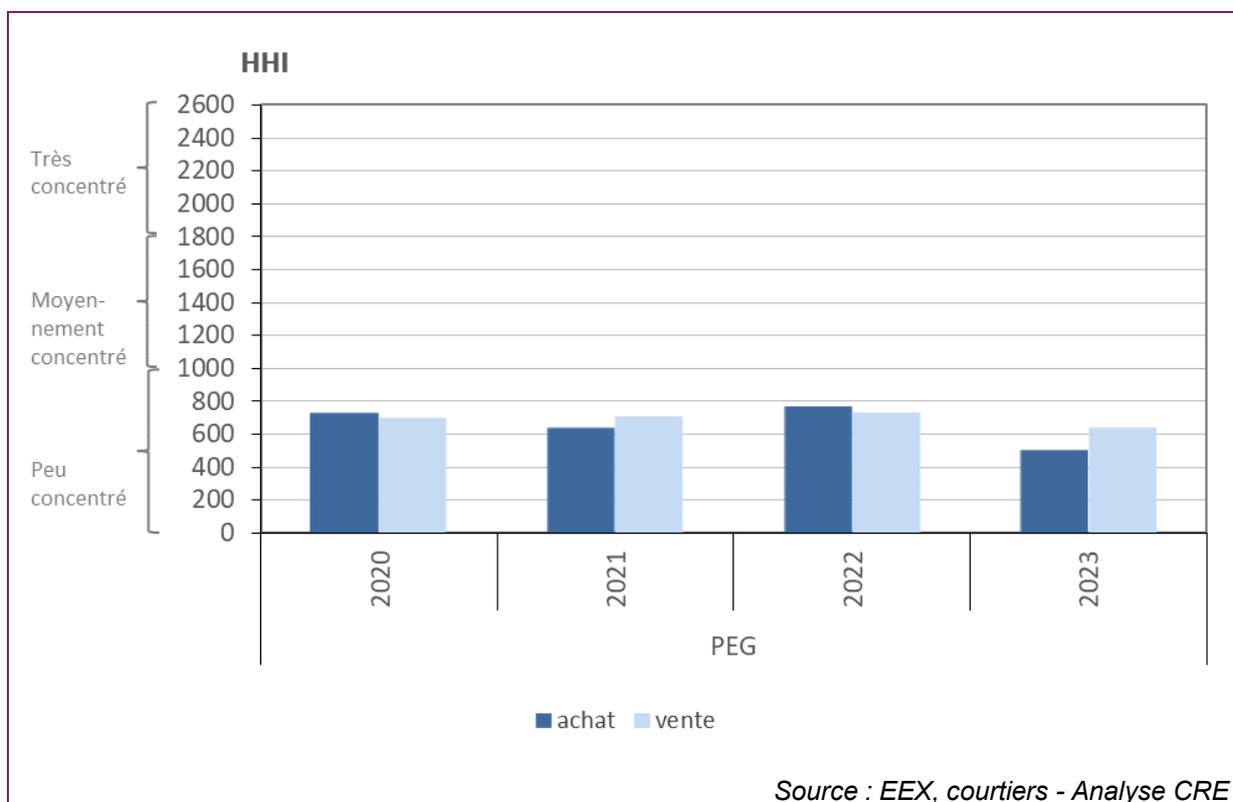


Figure 43 Niveau de concentration des marchés intermédiés français (Segment à terme)

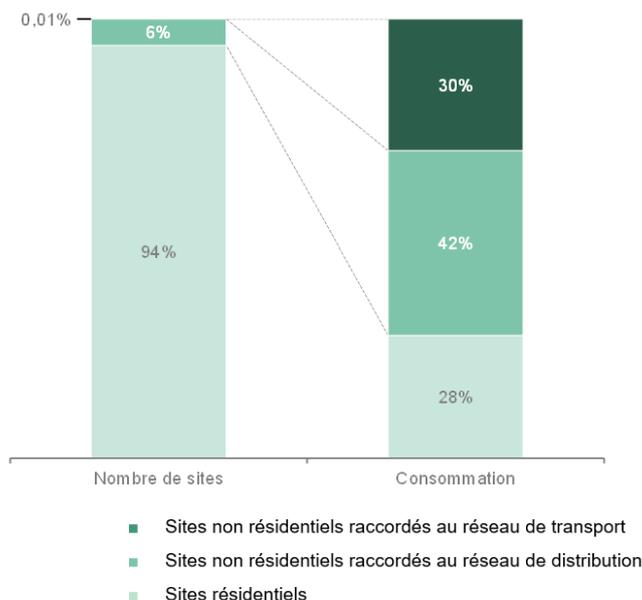
3.2.2. Le marché de détail de gaz naturel

3.2.2.1. Etat des lieux

3.2.2.1.1. Les consommateurs

Depuis le 1^{er} 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 2023, 11,18 millions de sites et une consommation annuelle d'environ 386 TWh¹⁶⁵.



Source : données 2023, GRT, GRD – Analyse : CRE

Figure 44 Typologie des sites en gaz naturel, au 31 décembre 2023

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^{er} 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^{er} juillet 2023.

Par conséquent, au 31 décembre 2023, 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.

¹⁶⁵ 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 446 TWh.

	Nombre de sites
Sites résidentiels	10 538 000
Sites non résidentiels	642 000

Source : Données 2023, GRD, GRT, Analyses CRE

Figure 45 Répartition en nombre de sites des consommateurs finals par type de site, au 31 décembre 2023

	Consommation annualisée (TWh)
Sites résidentiels	106
Sites non résidentiels	280

Source : Données 2023, GRD, GRT, Analyses CRE

Figure 46 Répartition en volume des consommateurs finals par type de site, au 31 décembre 2023

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. L'ensemble du marché.

Au 31 décembre, les fournisseurs alternatifs disposaient d'un portefeuille de 4 630 000 clients résidentiels (contre 4 419 000 en 2022, soit +4,8 %) sur un total de 10,5 millions (44 % des sites contre 42 % au 31 décembre 2022). Les fournisseurs historiques se partagent le reste du marché (56 %). Les fournisseurs alternatifs ont gagné 211 000 clients en 2023 (contre un gain de 101 000 en 2022). Les fournisseurs historiques ont perdu 301 000 clients en 2023 (contre 191 000 en 2022).

En ce qui concerne les sites non résidentiels, les tarifs réglementés de vente de gaz naturel ont été supprimés le 1er 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 1er 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 2023, l'ensemble des sites sont en offre de marché pour 377 000 clients chez les fournisseurs alternatifs, soit 59 %, sur un total de 642 000. Cette proportion est en légère baisse depuis 2022, elle était de 60 %.

Tous segments	Segment des sites (non résidentiels)	Segment des sites non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
56 %	29 %	49 %	56 %

Source : Données 2023, GRD, GRT, Analyses CRE

Figure 47 Parts de marché, en nombre de sites, des trois fournisseurs historiques les plus significatifs sur chaque segment, au 31 décembre 2023

Tous segments	Segment des sites (non résidentiels)	Segment des sites non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
41 %	38 %	39 %	41 %

Source : Données 2023, GRD, GRT, Analyses CRE

Figure 48 Parts de marché, en nombre de sites, des trois fournisseurs alternatifs les plus significatifs sur chaque segment, au 31 décembre 2023

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 %	29 %	35 %	59 %

Source : Données 2023, GRD, GRT, Analyses CRE

Figure 49 Parts de marché, en volume, des trois fournisseurs historiques les plus significatifs sur chaque segment, au 31 décembre 2023

Tous segments	Segment des sites (non résidentiels)	Segment des sites non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
37 %	30 %	41 %	38 %

Source : Données 2022, GRD, GRT, Analyses CRE

Figure 50 Parts de marché, en volume, des trois fournisseurs alternatifs les plus significatifs sur chaque segment, au 31 décembre 2023

3.2.2.1.4. La concentration du marché

Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)¹⁶⁶ 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.

¹⁶⁶ 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.

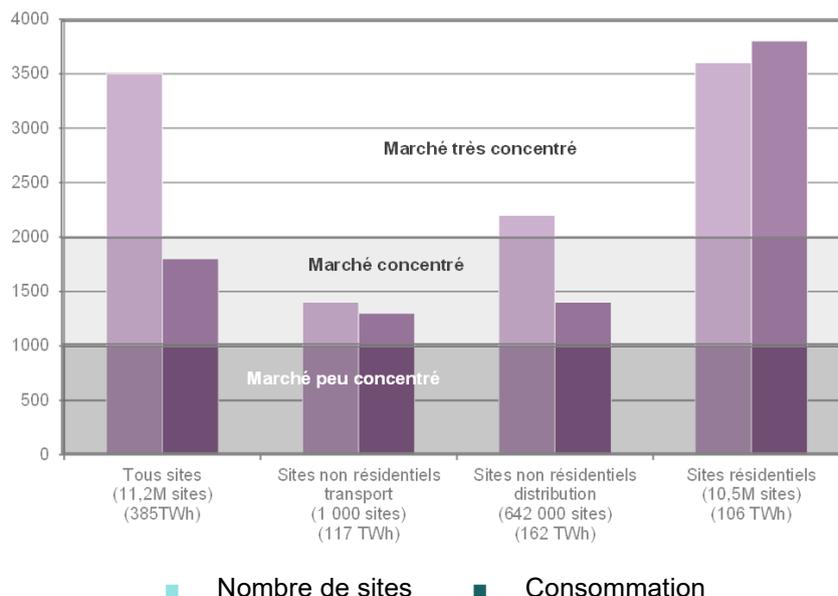
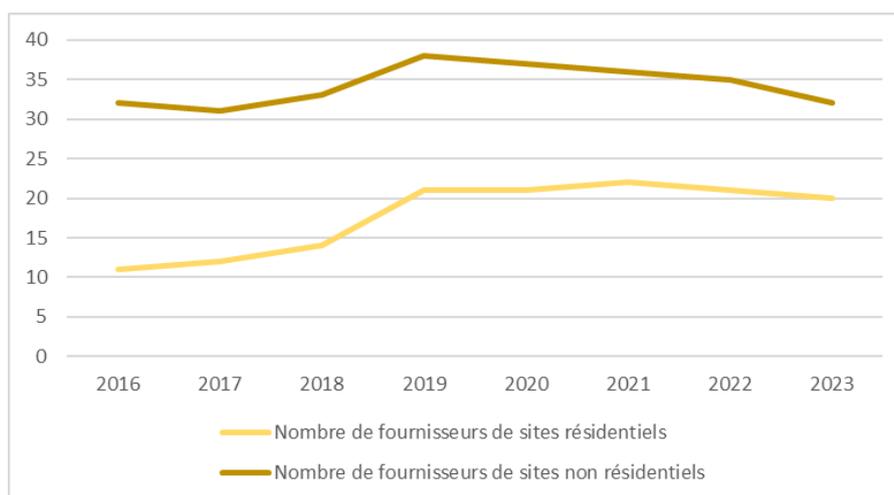


Figure 51 Indice de Herfindahl-Hirschman (HHI) en nombre de sites et en volume pour les différents segments du marché de détail

3.2.2.1.5. Les fournisseurs

Au 31 décembre 2023, 38 fournisseurs nationaux possédaient au moins un client en portefeuille sur le marché de détail du gaz naturel (contre 40 en 2022). Parmi ces fournisseurs, 20 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

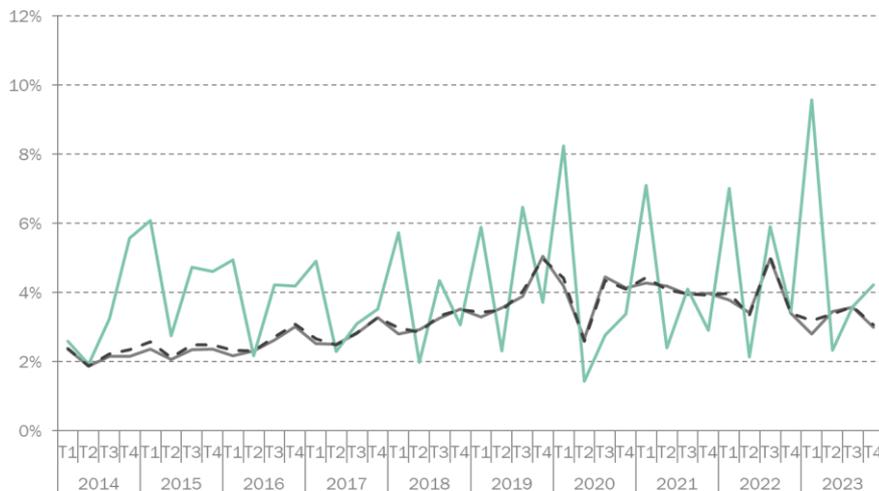
Figure 52 Les fournisseurs nationaux du gaz naturel

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 hausse en 2023 comparé à 2022. Le taux de switch annuel s'est élevé à 19,7 % en 2023 contre 18,5 % en 2022.

Sur le segment résidentiel, le taux de switch annuel a baissé en 2023 comparé à celui de 2022, dans la tendance déjà observée cette année-là. Le taux de switch est égal à 12.8 % en 2023 contre 15,6 % en 2022.



Source : Données 2023, Analyses CRE

Figure 53 Taux de switch trimestriel de 2014 à 2023

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 2023

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 2023 :

En €/MWh	Client D2
Part fourniture	64,83
Part transport	5,65
Part distribution	19,27
Part stockage	4,12
PRVG HT	93,87
Prélèvements réglementaires sur les frais de réseaux (CTA)	2,56
TICGN	8,37
TVA	18,33
PRVG TTC	123,13

Source : Données 2023 Analyses CRE

Figure 54 Décomposition du prix repère de vente de gaz naturel au 31 décembre 2023

Remarques sur les hypothèses de calcul¹⁶⁷ :

- 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

¹⁶⁷ 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.

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 2023, les tarifs réglementés de vente en distribution publique, puis le prix repère de vente du gaz, ont augmenté de 36,6 €/MWh en euros constants 2023.



Source : CRE

Figure 55 Evolution des prix du gaz, hors taxes et CTA, en euros constants 2023 par mégawattheure

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 1er 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 :

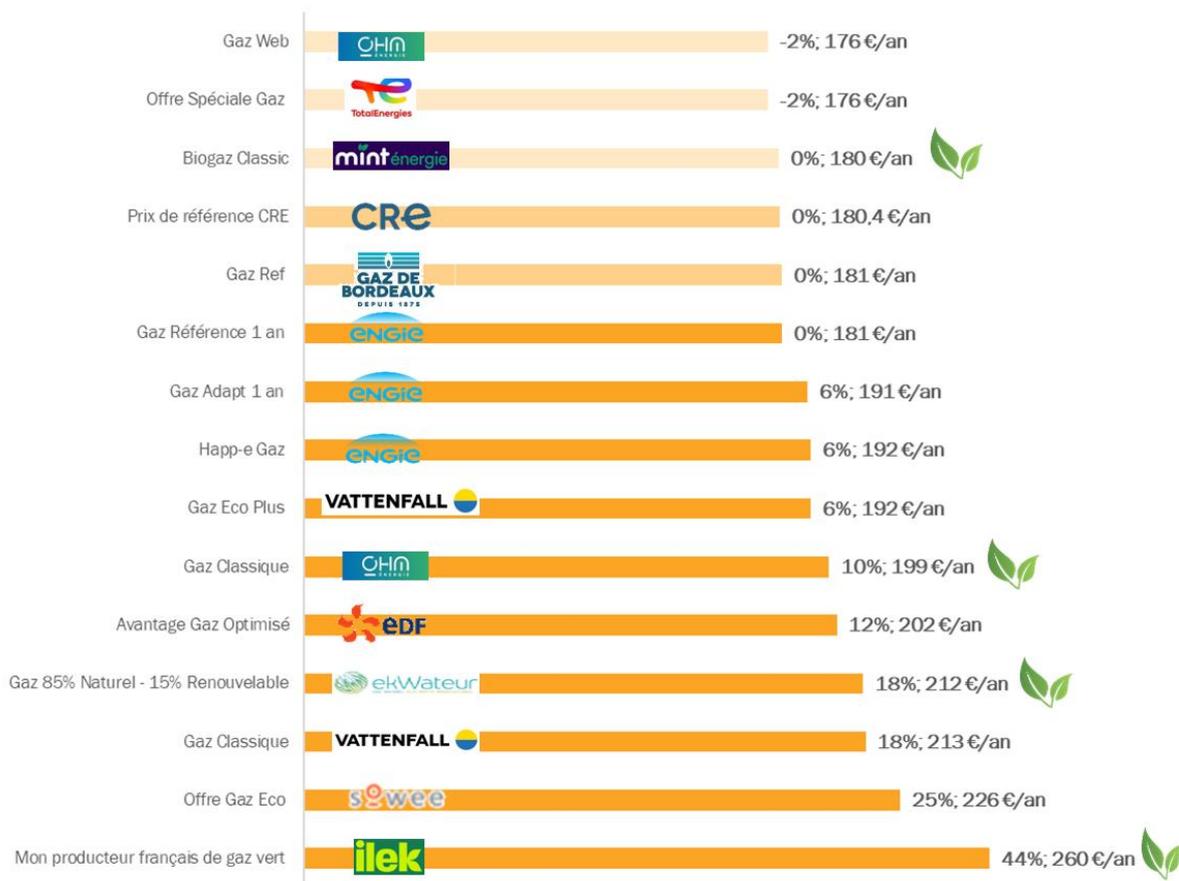
- Les offres à prix variable peuvent être indexées sur le prix de référence de gaz naturel de la CRE ou sur différents produits (prix spot, produits pétroliers ou gaziers, etc.) ou évoluer selon une formule propre au fournisseur ;
- Les offres à prix fixe regroupent une diversité de modalités contractuelles. 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.

Les graphiques suivants présentent les différentes offres proposées par les fournisseurs de gaz naturel à fin décembre 2023 pour un client-type « Chauffage » avec une consommation de 14 000 kWh/an, et un client type « Cuisine » avec une consommation de 610 kWh/an.

Les factures sont présentées toutes taxes comprises (TTC) et hors promotion éventuelle.

Les offres sont comparées au prix de référence de gaz naturel publié par la CRE. Ce prix est indicatif, il ne constitue pas une offre pouvant être souscrite par les consommateurs.

Les offres signalées par le symbole  sont des offres vertes. Les consommations sont couvertes pour tout ou partie par des garanties d'origine. Le prix de référence de gaz naturel publié par la CRE n'est pas une offre verte.



- Offres moins chères que le PRVG
- Offres au même niveau que le PRVG
- Offres plus chères que le PRVG

Source: Comparateur d'offres énergie-info

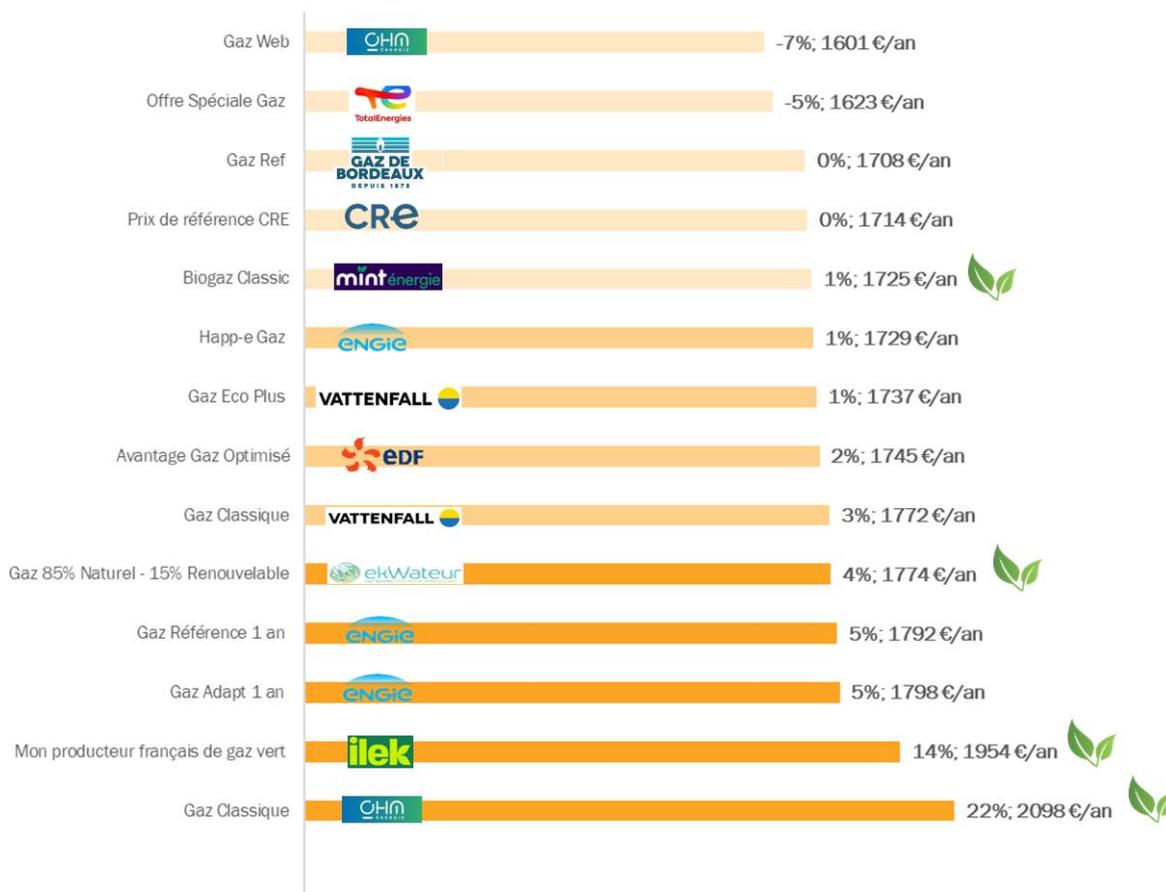
Figure 56 Comparaison des offres de gaz naturel à prix variable pour un client type « cuisson » au 31 décembre 2023, offres standards et offres vertes



Le niveau du tarif réglementé est présenté à titre indicatif car ayant vocation à évoluer mensuellement

Source : Comparateur d'offre energie-info.fr

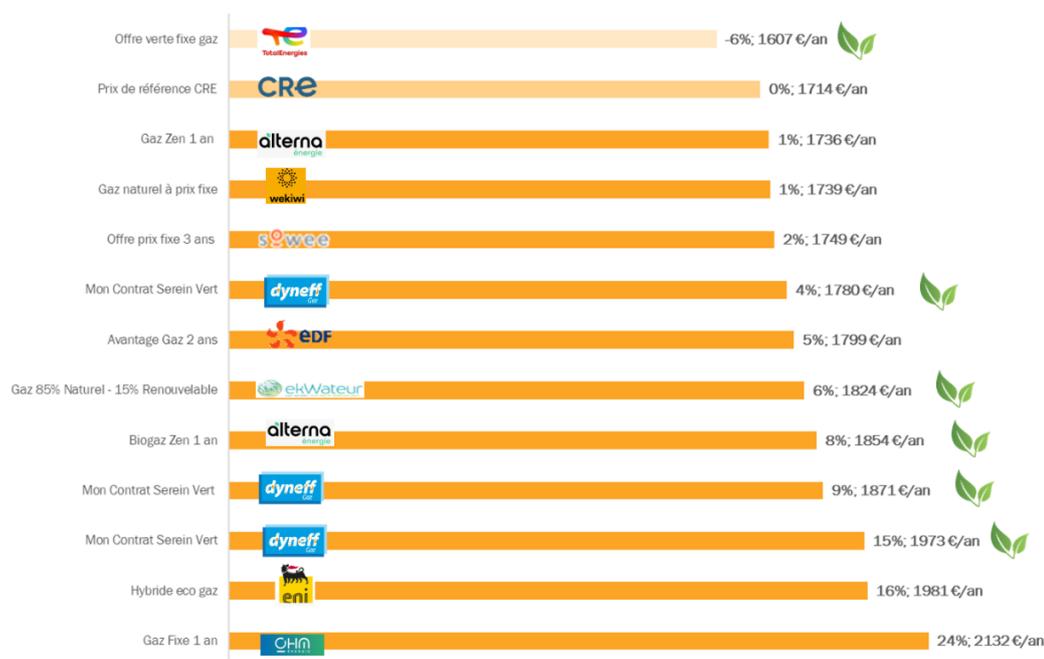
Figure 57 Comparaison des offres de gaz naturel à prix fixe pour un client type « cuisson » au 31 décembre 2023, offres standards et offres vertes



- Offres moins chères que le PRVG
- Offres au même niveau que le PRVG
- Offres plus chères que le PRVG

Source: Compateur d'offres énergie

Figure 58 Comparaison des offres à prix variable pour un client type « chauffage » au 31 décembre 2023, offres standards et offres vertes



Source: Comparateur d'offres énergie

Figure 59 Comparaison des offres à prix fixe pour un client type « chauffage » au 31 décembre 2023, offres standards et offres vertes

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 GRTgaz 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

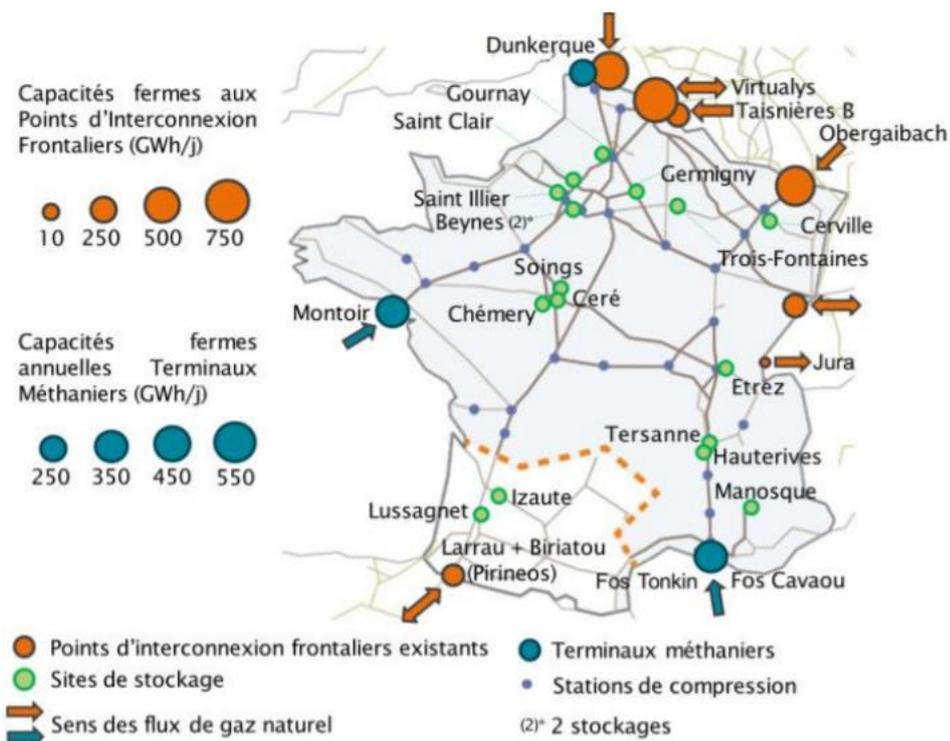
La consommation totale de gaz au sein de la zone d'équilibrage de Teréga en 2022 s'élève à 22 TWh, en baisse de 8 % par rapport à 2022.

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 60 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 2016¹⁶⁸ 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 2018¹⁶⁹ 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 arrêté¹⁷⁰, 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).

Pour garantir la sécurité d'approvisionnement tout au long de l'année, la loi impose aux fournisseurs un remplissage minimal de 85 % au 1^{er} 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

¹⁶⁸ Décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016 relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie

¹⁶⁹ Décret n°2018-1248 du 26 décembre 2018 relatif aux infrastructures de stockage de gaz nécessaires à la sécurité d'approvisionnement

¹⁷⁰ Arrêté du 19 février 2019 relatif au délai de préavis prévu à l'article L. 421-3-1 du code de l'énergie

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 GRTgaz. 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 m³/an et bénéficie d'une capacité de stockage de 360 000 m³. Le terminal de Fos Tonkin a été mis en service en 1972 et sa capacité de regazéification est de 1,5 milliard de m³/an. Le terminal bénéficie d'une capacité de stockage de 80 000 m³. Le terminal de Fos Cavaou a été mis en service en 2010 avec une capacité de regazéification de 8,3 milliards de m³/an et bénéficie d'une capacité de stockage de 330 000 m³.

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 m³/an et bénéficie d'une capacité de stockage de 600 000 m³. 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 Gm³/an (46 TWh), et d'environ 140 000 m³ 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 1er avril 2023 au 1er 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 1er avril 2024 au 1er 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° 2022-495171 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.

¹⁷¹ 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. Accès des consommateurs aux données de consommation

En 2017, deux décrets sont venus préciser les modalités d'accès des consommateurs aux données de consommation :

- le premier décret définit les modalités d'accès aux données via les fournisseurs et est entré partiellement en vigueur le 1er juillet 2017 pour les fournisseurs de plus de 150 000 clients, puis complètement pour tous les fournisseurs depuis le 1er juillet 2018 ;
- le second définit les modalités d'accès via le gestionnaire de réseau de distribution et est entré en vigueur le 1er juillet 2017.

Ces textes ont depuis été codifiés depuis le 1^{er} juillet 2018 aux articles D. 224-26 à D. 224-29 du code de la consommation.

4.2. 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 2023, au total, 4,9 millions de consommateurs ont été informés par le médiateur national de l'énergie. Environ 168 762 consommateurs ont appelé le numéro vert énergie-info : plus de la moitié a préféré parler à un conseiller et les autres ont utilisé le serveur vocal pour écouter la liste des fournisseurs. 4,9 millions ont utilisé un des sites internet du médiateur, dont 4,4 millions le site énergie-info et 2,4 millions le comparateur d'offres.

En 2023, le médiateur national de l'énergie a enregistré 27 350 litiges électricité, gaz et autres énergies de chauffage (fioul, GPL, bois), contre 30 558 en 2022, directement (par courrier ou sur SOLLEN, sa plateforme de règlement des litiges en ligne) ou via son service d'information énergie-info de la part de consommateurs résidentiels, professionnels et non professionnels. Parmi ces réclamations, 8 894 sont des litiges recevables (saisine écrite, délais respectés et entrant dans le champ de compétence du médiateur). Le médiateur note une forte augmentation des litiges liés aux évolutions de prix (+74 %), et par une proportion croissante de petits professionnels et de copropriétés.

8 570 médiations ont été menées à terme en 2023. Il a fallu 137 jours en moyenne pour instruire un litige recevable, contre 145 jours en 2022. 61 % des dossiers ont donné lieu à un accord amiable et au total, les opérateurs se sont rangés à l'avis du médiateur dans 91 % des cas.

Enfin, 93 % des personnes sondées estiment avoir reçu des explications claires de la part des services du médiateur national de l'énergie et 87 % des personnes se disent satisfaites des actions du médiateur.

4.3. 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.

4.3.1. 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^{er} janvier 2018, en remplacement des tarifs sociaux. Ce chèque énergie, d'un montant pouvant aller jusqu'à 277 €¹⁷², est attribué sur la base d'un critère fiscal unique¹⁷³, 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. 57 541 € ont été versés en 2023. Le montant prévisionnel pour 2024 et 2025 est de 163 116 € par année. Il convient de noter qu'il est prévu que le chèque énergie soit mis en œuvre en 2024 dans la partie française de Saint-Martin (mais non à Saint-Barthélemy) : cependant sans confirmation à ce stade d'une mise en œuvre effective, ces montants incluent les prévisions concernant le TPN à Saint-Martin.

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 5,2 M€ en 2023, et sont anticipées à 4,6 M€ en 2024 et 4,9 M€ en 2025.

L'article L. 115-3 alinéa 3 du code de l'énergie interdit les interruptions de fournitures pour impayés entre le 1^{er} 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'eau¹⁷⁴.

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 2005¹⁷⁵. Les coûts supportés par les fournisseurs intégrés au périmètre des charges de service public de l'énergie. Ces charges se sont élevées à 26,0 M€ en 2023, et sont anticipées à 28,2 M€ en 2024 et 25,4 M€ en 2025.

¹⁷² [Arrêté du 26 décembre 2018 modifiant le plafond et la valeur faciale du chèque énergie](#)

¹⁷³ 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 €

¹⁷⁴ [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](#)

¹⁷⁵ [Décret n°2005-212 du 2 mars 2005 relatif aux fonds de solidarité pour le logement](#)

En outre, des dispositions réglementaires¹⁷⁶ 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^{er} octobre 2022. Le coût du dispositif est compensé par les charges de service public de l'énergie. Ces charges se sont élevées à 4,1 M€ en 2023 et sont anticipées à 6,1 M€ en 2024 et 6,0 M€ en 2025.

La CRE réalisera une évaluation technico-économique de ce dispositif au plus tard le 1^{er} avril 2026.

4.3.2. 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^{er} janvier 2018, en remplacement des tarifs sociaux. Ce chèque énergie, d'un montant pouvant aller jusqu'à 277 €¹⁷⁷, 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 2005¹⁷⁸.

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^{er} 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^{er} 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 2,1 M€ en 2023, et devraient atteindre 2,3 M€ en 2024 et 2,1 M€ en 2025.

L'article L. 115-3 alinéa 3 du code de l'énergie interdit les interruptions de fournitures pour impayés entre le 1^{er} 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.

¹⁷⁶ [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](#)

¹⁷⁷ Arrêté du 26 décembre 2018 modifiant le plafond et la valeur faciale du chèque énergie

¹⁷⁸ Décret n°2005-212 du 2 mars 2005 relatif aux fonds de solidarité pour le logement

4.3.3. Les mesures d'urgence relatives à la pandémie de COVID-19 et au contexte des prix de l'énergie élevés, à destination des consommateurs

4.3.3.1. 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 1er 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 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 1er janvier pour les TRVG et au 1er 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 : l'intégralité du prix 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 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.

4.3.3.1.1. Amortisseurs électricité en 2024

La loi de finances pour 2024¹⁷⁹ 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 : l'intégralité du prix 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 délibération¹⁸⁰.

4.3.3.1.2. Traitements et contrôles effectués par la CRE

Dispositifs de 2022

La CRE a continué en 2023 et 2024 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 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 l'année précédente, et ont été évaluées par la CRE dans le cadre de l'évaluation annuelle des CSPE de juillet 2024.

Type d'exercice	Date de la délibération	Pertes totales estimées sur la période	Montant d'acompte versé
Pertes constatées 2022	13/07/2023 ¹⁸¹	3 495,2 M€	N.A.
Réévaluation des pertes constatées 2022 pour les cas de reliquats	11/07/2024	3 504,5 M€	N.A.

Figure 61 Récapitulatif des délibérations portant sur les montants d'acomptes et/ou de charges liées au bouclier tarifaire 2022 en gaz

¹⁷⁹ www.legifrance.gouv.fr

¹⁸⁰ 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

¹⁸¹ 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

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
Pertes constatées 2022	13/07/2023 ¹⁸²	825,9 M€	N.A.	984,8 M€
Réévaluation des pertes constatées 2022 pour les cas de reliquats	11/07/2024	869,1 M€	N.A.	930,4 M€

Figure 62 Récapitulatif des délibérations portant sur les montants d'acomptes et/ou de charges liées au bouclier tarifaire 2022 en électricité

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 sera réalisée avant le 15 décembre 2024 sur la base de déclarations finales à recevoir avant le 30 septembre 2024.

¹⁸² 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

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 2023	25/01/2023	2023-32	1 805,6 M€	281,1 M€
Pertes prévisionnelles pour 2023	13/07/2023	2023-200	1 350,5 M€	N.A.
Pertes constatées pour 2023	11/07/2024	XXX	1 335,6 M€	N.A.

Figure 63 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
Guichet d'acompte pour 2023	16/02/2023	2023-61	27 603,8 M€	6 094 M€ + 483 M€ d'avance
Second guichet d'acompte pour 2023	13/04/2023	2023-106	27 196,0 M€	5 686 M€ + 483 M€ d'avance
Pertes prévisionnelles pour 2023	13/07/2023	2023-200	23 561,1 M€	N.A.
Réévaluation des pertes prévisionnelles pour 2023	21/09/2023	2023-293	23 522,6 M€	N.A.
Pertes constatées pour 2023	11/07/2024	XXX	20 162,0 M€	N.A.

Figure 64 Récapitulatif des délibérations portant sur les montants d'acomptes et/ou de charges liées au bouclier tarifaire 2023 et amortisseurs en électricité

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	XXX	356,4 M€	N.A.

Figure 65 Figure Récapitulatif des délibérations portant sur les montants d'acomptes et/ou de charges liées aux amortisseurs 2024 en électricité

4.3.3.1.3. 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^{er} novembre 2021 et le 31 décembre 2024 constituent des charges de service public de l'énergie.

Le montant total des charges prévisionnelles liées aux amortisseurs à compenser au titre de 2024 s'élève à 356,4 M€.

Le montant total des charges liées aux boucliers et amortisseurs au titre de 2023 s'élève à 21 497,6 M€, dont 20 162,0 M€ pour les fournisseurs d'électricité et 1 335,6 M€ pour les fournisseurs de gaz naturel. Ces montants intègrent une évolution de -3 360,6 M€ pour les charges électricité et de -14,9 M€ pour les charges gaz.

Le montant total des charges liées aux boucliers au titre de 2021 et 2022 augmente de 52,4 M€ par rapport à l'évaluation de la délibération 2023-200 du 13 juillet 2023, dont +43,2 M€ pour les fournisseurs d'électricité et +9,3 M€ pour les fournisseurs de gaz naturel.

4.3.3.2. Dispositifs de fourniture de secours et de derniers recours

Fourniture de secours

Le dispositif de fourniture de secours, pour l'électricité (articles L. 333-3 et R. 333-17 à R. 333-30 du code de l'énergie) comme pour le gaz naturel (articles L. 443-9-3 et R. 443-1 à R. 443-40 du code de l'énergie), vise à protéger les clients dont le fournisseur serait défaillant ou se verrait retirer ou suspendre son autorisation de fourniture par l'autorité administrative. Le code de l'énergie prévoit que ces clients sont alors automatiquement basculés vers une offre spécifique du fournisseur de secours, résultant de la combinaison d'un prix librement déterminé et d'une majoration définie dans le cahier des charges de l'appel à candidatures et qui ne peut excéder douze mois, et peuvent pendant la période de majoration quitter l'offre à tout moment, sans pénalité et sans préavis pour les consommateurs domestiques et moyennant un préavis de quinze jours pour les clients non domestiques.

Les fournisseurs de secours sont désignés par le ministre en charge de l'énergie pour cinq ans au terme d'un appel à candidatures. Pendant ces cinq années, ils assurent la fourniture des clients de tout fournisseur défaillant. La remise d'une candidature vaut engagement des candidats à approvisionner la totalité des clients du lot concerné pour lesquels le fournisseur est défaillant. Pendant la durée d'engagement des fournisseurs de secours, le ministre peut, à tout moment, faire appel à un fournisseur de secours pour qu'il se substitue à un fournisseur défaillant.

En mai 2021, le ministre en charge de l'énergie a demandé à la CRE de lui transmettre des projets de cahiers des charges pour les appels à candidatures permettant de désigner les fournisseurs de secours en électricité et en gaz naturel. Dans sa délibération du 14 octobre 2021¹⁸³, la CRE a formulé sa proposition.

S'agissant du gaz naturel, à la suite du lancement de l'appel à candidatures par le ministre de la transition écologique, les fournisseurs de secours ont été désignés le 20 décembre 2022 pour cinq ans sur chacun des lots visés et sur l'ensemble des zones de desserte des GRD et GRT. Les candidatures portaient sur quatre lots pour les GRD de plus de 100 000 clients, sur deux lots pour les GRD de moins de 100 000 clients, et sur un lot pour les GRT.

S'agissant de l'électricité, la CRE a soumis aux pouvoirs publics une proposition de cahier des charges (délibération du 14 octobre 2021¹⁸⁴), dont la publication de la version finale nécessite au préalable un arrêté précisant les conditions et modalités de transfert des volumes d'électricité initialement attribués au titre de l'ARENH aux fournisseurs de secours. La crise des prix de l'énergie a toutefois conduit le Gouvernement à désigner, à titre transitoire et de façon dérogatoire, des fournisseurs de secours en

¹⁸³ [Délibération de la CRE du 14 octobre 2021 portant proposition de cahiers des charges des appels à candidatures portant sur la désignation de fournisseurs de secours en gaz naturel et en électricité](#)

¹⁸⁴ [Délibération de la CRE du 14 octobre 2021 portant proposition de cahiers des charges des appels à candidatures portant sur la désignation de fournisseurs de secours en gaz naturel et en électricité](#)

électricité¹⁸⁵. Ces fournisseurs sont EDF sur les territoires d'Enedis et de RTE, et les fournisseurs historiques des ELD sur leurs territoires, sauf si elles souhaitent transférer cette mission à EDF.

Fourniture de dernier recours

Le dispositif de fourniture de dernier recours pour le gaz naturel est prévu aux articles L. 443-9-2 et R. 443-14 à 443-27 du code de l'énergie. Ce dispositif est destiné aux clients domestiques qui ne trouvent pas de fournisseur de gaz naturel. L'étude d'impact accompagnant le projet de loi relatif à l'énergie et au climat précise que son rôle est « *d'accompagner les consommateurs vulnérables en assurant qu'ils disposent d'une offre de fourniture en cas de rejet de la part d'autres fournisseurs, d'assurer qu'une telle offre est disponible sur l'ensemble du territoire pour tous les consommateurs potentiellement concernés et d'encadrer les conditions de l'offre de dernier recours, afin qu'elle permette aux fournisseurs de couvrir leurs coûts tout en assurant la fluidité des consommateurs vers d'autres offres.* ».

Les fournisseurs de dernier recours ont été désignés par la ministre chargée de l'énergie le 16 novembre 2023 pour une durée de cinq ans, à la suite d'un appel à candidatures, pour chaque zone de desserte des GRD. Pendant ces cinq années, ils assurent la fourniture de la totalité des clients finals domestiques qui ne trouvent pas de fournisseur et qui les sollicitent.

4.3.3.3. L'accompagnement des consommateurs en contexte de crise

La crise a révélé le besoin d'accompagnement et de protection, non seulement des consommateurs domestiques, mais également des consommateurs professionnels, y compris les entreprises les plus consommatrices, relevant des segments dits du « milieu » et du « haut » de portefeuille. Ainsi, afin d'accompagner les consommateurs pour la contractualisation de leurs contrats ou leur renouvellement, la CRE a publié, le 14 septembre 2023, un guide des bonnes pratiques des consommateurs professionnels pour leurs achats d'électricité et de gaz naturel, s'adressant aux entreprises consommant plus de 1 GWh/an, ou dont la puissance de raccordement, dans le cas de l'électricité, est supérieure à 36 kVA.

Ce guide présente les principales pratiques contractuelles identifiées sur ces segments de clientèle, ainsi que des recommandations vis-à-vis :

- du processus de contractualisation, en particulier pour les acheteurs publics,
- des clauses contractuelles devant faire l'objet d'une attention particulière,
- de la définition précise du besoin de flexibilité,
- et enfin de la typologie des contrats en fonction du profil de consommation, tant pour l'électricité que le gaz naturel.

La publication de ce guide est intervenue au troisième trimestre de l'année 2023, alors que de nombreux consommateurs voyaient leur contrat arriver à son terme.

Par ailleurs, fin 2023, la CRE a engagé 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. Ainsi, la CRE a élaboré 13 mesures spécifiques qui couvrent l'ensemble du parcours client, de la phase précontractuelle à la fin de contrat, visant à encadrer l'information fournie aux consommateurs et les aider à choisir leurs offres d'énergie. Ces mesures concernent toutes les offres s'adressant aux consommateurs résidentiels à partir du 30 septembre 2024. 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. Les fournisseurs souhaitant s'engager à respecter l'intégralité de ces mesures devront le signifier avant le 30 septembre 2024 à la CRE.

¹⁸⁵ Arrêté du 3 novembre 2021 portant nomination à titre transitoire d'un fournisseur de secours en électricité et Arrêté du 5 novembre 2021 portant nomination à titre transitoire d'un fournisseur de secours en électricité sur les zones de dessertes des entreprises locales de distribution

5. Décisions marquantes en matière de sanctions et de règlements de différends

Le comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS), créée en 2006, est composé de quatre membres titulaires et quatre membres suppléants, avec autant de conseillers d'État que de conseillers à la Cour de cassation. Ils sont chargés de régler les différends portant sur l'accès aux réseaux publics d'électricité et de gaz et leur utilisation entre gestionnaires et utilisateurs, et 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 2023, le CoRDIS a comptabilisé 30 saisines, dont 9 demandes de règlement de différend, 3 demandes de sanction, et 8 demandes d'interruption de livraisons d'ARENH. Il a rendu 20 décisions et pris acte de 6 désistements. Trois de ces décisions concernaient la sanction de manquements au règlement REMIT, s'agissant notamment de non-publication d'informations privilégiées et d'opérations d'initiés. Concernant les décisions de règlement de différends, celles-ci ont porté sur des sujets aussi divers que novateurs, tels que l'obligation pour les gestionnaires de réseaux d'assurer la qualité de l'alimentation électrique ou l'absence d'offre concurrente de fourniture d'électricité dans les zones de desserte des entreprises locales de distribution d'électricité, tout en conciliant l'exigence d'une résolution rapide du différend à la nécessité de garantir une procédure contradictoire suffisamment approfondie. Le CoRDIS a, pour la première fois, assorti l'une de ses décisions de règlement de différend d'une astreinte qu'il a par la suite liquidée.

5.1. Décisions marquantes en matière de sanctions

5.1.1. CoRDIS, décision de sanction du 27 juillet 2023, une société est condamnée à hauteur de 80 000 € pour des manquements au règlement « REMIT »

À l'issue d'une enquête ouverte en 2021 par la CRE dans le cadre de ses pouvoirs de surveillance des marchés de gros, la présidente de la CRE a, le 10 janvier 2023, saisi le CoRDIS d'une demande de sanction dirigée contre une société.

Par une décision du 27 juillet 2023, le CoRDIS a sanctionné cette société pour ne pas s'être conformée à sept reprises à son obligation de publication en temps utile des informations privilégiées concernant des indisponibilités de capacité de production d'électricité entre le 1^{er} janvier 2019 et le 31 décembre 2020. La sanction porte seulement sur des retards de publication, aucune utilisation des informations privilégiées sur les marchés n'ayant été relevée.

(CoRDIS, 27 juillet 2023, n°02-40-23, *Journal officiel* du 23 août 2023, texte n°102)

5.1.2. CoRDIS, décision du 20 septembre 2023, la société Danske est mise hors de cause pour des manquements au règlement « REMIT »

Le 1^{er} juillet 2021, la présidente de la CRE a saisi le CoRDIS d'une demande de sanction dirigée contre la société Danske Commodities A/S pour des manquements allégués au règlement REMIT. Il était reproché à la société Danske d'avoir, entre le 8 février 2015 et le 1^{er} janvier 2018, procédé à des manipulations de marché sur le mécanisme d'ajustement (« réserve tertiaire ») de la société RTE et sur le marché infra-journalier français de l'électricité, en ayant livré à la société RTE de l'électricité depuis une entité d'ajustement (EDA) étrangère située à la frontière franco-suisse pour contribuer à l'équilibre du réseau, tout en s'étant fournie sur le marché infra-journalier français avant de réexporter vers la France l'électricité importée en Suisse.

Par une décision du 20 septembre 2023, le CoRDIS considère que, s'il est possible de regarder comme un « agissement fictif », au sens du règlement REMIT, le fait de contribuer à l'ajustement en recourant à une ressource qui, en réalité, est déjà prise en compte par le gestionnaire de réseau dans le bilan électrique français pour déterminer son besoin d'ajustement, il n'est pas établi en l'espèce que les quantités d'électricité achetées par la société Danske sur le marché infra journalier français avaient déjà été prises en considération par RTE dans le bilan électrique français pour déterminer son besoin d'ajustement. Il n'est donc pas établi que le procédé employé par Danske présentait un caractère fictif ou qu'il était susceptible de donner des indications fausses ou trompeuses concernant la fourniture, la demande, ou le prix de produits énergétiques de gros.

Le CoRDIS relève par ailleurs que les règles relatives au mécanisme d'ajustement, dans leur version en vigueur à la date des faits reprochés, n'imposaient pas aux EDA étrangères de ne couvrir leurs injections sur le réseau français qu'avec des ressources provenant de l'étranger. Ce n'est qu'à compter

du 1^{er} janvier 2018 qu'une règle a interdit la couverture d'une offre de réserve tertiaire par une livraison depuis l'étranger approvisionnée par une importation d'électricité acquise en France. Tenu par le principe de légalité des délits et des peines et le principe de non-rétroactivité des dispositions à caractère pénal plus sévères lorsqu'il statue comme autorité de sanction, le CoRD*i*S ne peut, dès lors, considérer que le comportement reproché à la société Danske pour une période antérieure au 1^{er} janvier 2018 serait un procédé fictif au sens du règlement REMIT.

Le CoRD*i*S décide donc qu'il n'y a pas lieu d'infliger une sanction à la société Danske.

(CoRD*i*S, 20 septembre 2023, n°02-40-21, Société Danske Commodities A/S, *Journal officiel* du 7 octobre 2023, texte n°81)

5.1.3. CoRD*i*S, décision de sanction du 26 décembre 2023, une société est condamnée à hauteur de 500 000 euros pour des manquements au règlement « REMIT »

Par une décision du 26 décembre 2023, le CoRD*i*S prononce à l'encontre d'une société une sanction pécuniaire de 500 000 euros sur le fondement du règlement « REMIT », en raison de manquements de cette société à l'obligation de publication d'informations privilégiées et à l'interdiction d'opérations d'initiés.

Le 27 janvier 2023, le CoRD*i*S a été saisi par la présidente de la CRE d'une demande de sanction. Il était reproché à la société mise en cause d'avoir méconnu les dispositions de l'article 4(1) du règlement REMIT, relatives à l'obligation de publier les informations privilégiées détenues par les acteurs du marché, et les dispositions de l'article 3 de ce même règlement, relatives à l'interdiction des opérations d'initiés, à l'occasion de la survenance de plusieurs variations de la disponibilité de certaines de ses unités de production d'électricité intervenues entre le 1^{er} janvier 2019 et le 31 décembre 2020.

Dans sa décision du 26 décembre 2023, le CoRD*i*S précise que l'appréciation de l'influence sensible sur les prix des produits énergétiques de gros s'opère a priori, au regard des éléments dont disposait l'acteur du marché détenteur de l'information et en tenant compte de l'activité de cet acteur et des caractéristiques du marché en cause. Dans le cas d'une information relative à la variation de la disponibilité d'une unité de production, la possible influence sensible sur les prix des produits énergétiques de gros s'apprécie notamment au regard du rôle joué par cette unité de production dans l'équilibre entre l'offre et la demande sur le marché de gros considéré ainsi que des caractéristiques propres de ce marché.

En l'espèce, la publication des informations relatives aux indisponibilités des deux centrales considérées était, à chaque fois, susceptible d'exercer une influence sensible sur les prix, compte tenu notamment de la situation de volatilité sur le marché infra-journalier et du rôle de ces centrales, qui étaient en principe appelées à produire de l'électricité pour répondre à une situation de tension sur le réseau électrique, caractérisé par une forte demande.

Le comité indique également que le caractère complet et exact de la publication d'une information privilégiée s'apprécie au regard de chacun des éléments qui la composent.

En l'espèce, si plusieurs erreurs de publication s'agissant du début ou du volume des indisponibilités sont sanctionnées, en revanche, s'agissant d'une erreur dans l'identification d'une tranche de la centrale affectée par une indisponibilité, il n'apparaît pas que cette erreur ait, dans les circonstances de l'espèce, pu influencer sur les conclusions qu'un acteur du marché normalement avisé aurait tiré d'une telle donnée, dans une mesure telle que la publication devrait être regardée comme non-effective au sens du règlement REMIT.

(CoRD*i*S, 26 décembre 2023, n°01-40-23, *Journal officiel* du 13 février 2024, texte n°91)

5.1.4. CoRD*i*S, décision de sanction du 11 juillet 2024, un fournisseur d'énergie est condamné à hauteur de 6 000 000 euros pour abus du droit d'accès à l'électricité nucléaire historique

Dans le cadre de ses missions tendant à veiller au bon fonctionnement du marché de détail de l'électricité et à garantir une protection effective des consommateurs, la CRE a ouvert, le 9 septembre 2022, une enquête sur les pratiques d'un fournisseur d'énergie. A l'issue de cette enquête, la Présidente de la CRE a saisi le CoRD*i*S d'une demande de sanction.

Par une décision du 11 juillet 2024 qui sera prochainement publiée au *Journal officiel* de la République Française, le CoRD*i*S prononce à l'encontre du fournisseur concerné une sanction pécuniaire de

6 millions d'euros, pour avoir méconnu les dispositions de l'article L. 134-26 du code de l'énergie qui définissent et répriment l'abus du droit d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH).

Il s'agit de la plus importante sanction prononcée par le CoRDIS de la CRE et la première relative au marché de détail.

(CoRDIS, 11 juillet 2024 n° 07-40-23, à publier au Journal officiel).

5.2. Décisions marquantes en matière de règlements de différends

5.2.1. CoRDIS, décision de mesures conservatoires du 18 juillet 2023 relative à la réalisation de travaux de raccordement et à la mise en sécurité d'une colonne montante

Le CoRDIS s'est prononcé en urgence, par une décision du 18 juillet 2023, sur une demande de mesures conservatoires de la société SCBouakkaz visant à obtenir la mise en service de son raccordement en électricité et la mise en sécurité de la colonne montante située dans sa résidence.

Saisi d'une demande de règlement de différend le 28 juin 2023, assortie d'une demande de mesures conservatoires tendant à la mise en sécurité d'une colonne montante, le CoRDIS considère qu'il incombe au seul gestionnaire, au titre de son obligation de sécurité et de sûreté, d'identifier et d'évaluer précisément les risques que peuvent présenter toutes les installations dont il a la charge, et de mettre en œuvre, dans les délais imposés par l'urgence, tous les moyens nécessaires pour écarter ces risques, en assurant ainsi la protection des personnes et biens.

En l'espèce, le comité ne peut que constater, à défaut d'éléments concrets permettant d'évaluer l'état de dangerosité de la colonne montante, l'existence d'un risque pour la sécurité et la sûreté des personnes et des biens qui nécessite une intervention sans délai du gestionnaire en charge de l'entretien de cet équipement.

Dans ces conditions, le comité a enjoint à la société Enedis de procéder, dès la notification de sa décision, aux travaux de mise en sécurité de la colonne montante, en réalisant sur cet ouvrage les travaux de remplacement nécessaires, et de lui rendre compte de la réalisation de ces travaux.

Par ailleurs, le comité a donné acte à la société Enedis de son engagement ferme et aux parties de leur accord pour la réalisation le 25 juillet 2023 des travaux de raccordement.

La société Enedis a finalement remplacé le pied de la colonne montante le jour même où la décision du comité lui a été notifiée.

(CoRDIS, 18 juillet 2023, n°04-38-23, Société SCBouakkaz c. Société Enedis, *Journal officiel* du 3 août 2023, texte n°127).

5.2.2. CoRDIS, décision du 18 septembre 2023 relative au raccordement d'un lotissement au réseau public de distribution d'électricité

Le CoRDIS s'est prononcé, par une décision du 18 septembre 2023, sur une demande de règlement de différend présentée par M.B. et portant sur les conditions de raccordement de sa parcelle au réseau public de distribution d'électricité.

Saisi d'une demande de règlement de différend le 1^{er} décembre 2022 tendant à contester la solution technique de raccordement proposée par la société Enedis, les parties sont parvenues progressivement au cours de l'instruction à s'accorder sur la réalisation d'un branchement de type 1 avec extension du réseau et implantation du coffret REMBT 450 à l'angle nord-ouest de l'entrée de sa parcelle. Dès lors, au moment de la séance publique qui s'est tenue le 11 septembre 2023, le litige se concentrait uniquement sur le contenu de la convention de servitude, indispensable à la mise en œuvre de la solution technique finalement retenue.

Grâce aux explications apportées par le comité au cours de cette séance, M.B. a finalement accepté la convention de servitude élaborée le 7 juillet 2023 par la société Enedis, et qui comprend en annexe les plans relatifs à l'emplacement précis du coffret tels que souhaité par le demandeur.

Dans ces conditions, le comité a enjoint à la société Enedis de procéder, dès signature par M. B. de la proposition de raccordement arrêtant la solution technique choisie et la convention de servitude précitée, au raccordement de la parcelle de celui-ci et de lui rendre compte de toutes ses diligences.

(CoRDIS, 18 septembre 2023, n°15-38622, M. B. c. Société Enedis, *Journal officiel* du 10 octobre 2023, texte n°62).

5.2.3. CoRDIS, décision du 13 octobre 2023 relative à la fixation du niveau du timbre d'injection des installations de production de biométhane injectant sur le réseau de distribution de gaz naturel de la société GRDF

Le CoRDIS s'est prononcé, par une décision du 13 octobre 2023, sur une demande de règlement de différend présentée par la société Ferti Oise et portant sur la fixation du niveau du timbre d'injection applicable à son installation de production de biométhane située à Coudun dans le département de l'Oise.

Le 20 mars 2017, la société Ferti Oise a conclu avec la société GRDF un contrat de raccordement et un contrat d'injection de biométhane pour son installation de production située à Coudun (Oise). La capacité maximale (Cmax) de production de cette installation, mise en service le 28 juin 2018, a été fixée à 250 Nm³/h.

Par une délibération n° 2020-010 du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF (dit « tarif ATRD6 ») entré en vigueur le 1er juillet 2020, la CRE a introduit un terme tarifaire, facturé aux producteurs pour leurs installations de biogaz dont la production doit être injectée dans le réseau de distribution. Ce terme tarifaire, ou « timbre d'injection », se décompose en trois niveaux de tarifs distincts, afin de différencier le montant payé par les producteurs en fonction des coûts engendrés par leur choix de localisation. Le niveau 1 est fixé à 0 € / MWh injecté, tandis que le niveau 2 est fixé à 0,4 €/MWh injecté et que le niveau 3 est fixé à 0,7 €/MWh injecté.

Contestant l'application, par la société GRDF, d'un timbre d'injection de niveau 2 aux 200 Nm³/h supplémentaires injectés par son installation de production depuis novembre 2020 en sus des 250 Nm³/h déjà contractualisés, la société Ferti Oise a saisi le CoRDIS afin, notamment, que ce dernier dise que le timbre d'injection de niveau 1 s'applique pour l'intégralité des volumes injectés par son installation.

Par sa décision du 13 octobre 2023, le CoRDIS fait droit à cette demande.

Le comité relève qu'aux termes de la délibération de la CRE du 23 janvier 2020, le montant du timbre d'injection est déterminé par site de production, indépendamment des volumes injectés, et que les sites qui injectent déjà du biométhane au 1er juillet 2020, date d'entrée en vigueur du tarif ATRD6, doivent se voir appliquer le niveau 1 du timbre d'injection.

Dans ces conditions, le CoRDIS décide qu'en l'état des règles tarifaires applicables au différend, l'installation de production de la société Ferti Oise située à Coudun (Oise) devait, depuis le 1er juillet 2020, se voir appliquer un timbre d'injection de niveau 1, correspondant à 0 €/MWh injecté et ce, quel que soit le volume injecté. Si le CoRDIS n'a pas annulé la facture associée au niveau 2 du timbre d'injection, il a enjoint aux parties de tirer elles-mêmes les conséquences de cette décision.

(CoRDIS, 13 octobre 2023, n°02-38-23, Société Ferti Oise c. Société GRDF, *Journal Officiel* du 29 octobre 2023, texte n°63)

5.2.4. CoRDIS, décision du 13 octobre 2023 relative à la mise en sécurité d'installations électriques de la colonne montante d'un immeuble d'habitation

Le CoRDIS s'est prononcé, par une décision du 13 octobre 2023, sur une demande de règlement de différend portant sur la mise en sécurité d'installations électriques de la colonne montante de cet immeuble.

A la suite d'un incendie qui s'est déclaré le 22 février 2022 dans les caves d'un immeuble d'habitation en raison du dysfonctionnement d'un équipement électrique de la colonne montante, le syndic de l'immeuble a demandé à la société Enedis de déposer et de remplacer certains équipements électriques que le syndic estime vétustes et susceptibles de faire naître de sérieux risques de sécurité. La société Enedis a refusé de faire droit à cette demande après deux visites techniques diligentées le 6 octobre et le 22 décembre 2022.

Le syndic a saisi le CoRDIS d'une demande tendant à ce qu'il soit enjoint à la société Enedis de procéder aux travaux sollicités.

Par sa décision du 13 octobre 2023, le CoRDIS fait droit à cette demande. Le CoRDIS rappelle qu'il incombe au gestionnaire d'un réseau de distribution d'électricité, au titre de son obligation de sécurité et de sûreté, d'identifier et d'évaluer précisément les risques que peuvent présenter toutes les installations dont il a la charge et de mettre en œuvre, dans les délais requis, tous les moyens nécessaires pour écarter ces risques, en assurant ainsi la protection des personnes et des biens.

En l'espèce, le CoRDIS constate que plusieurs installations électriques de l'immeuble sont dans un état révélant des risques objectifs, graves et manifestes pour la sécurité des personnes et des biens et que cette situation d'urgence appelle la réalisation, dans les plus brefs délais, de travaux de mise en sécurité de la part de la société Enedis.

Le CoRDIS relève notamment que la société Enedis s'est bornée à soutenir, lors de la séance publique, que des travaux de dépose et de remplacement des boîtes de raccordement électrique situées en cave pourraient être entrepris dans un délai de l'ordre de six mois, sans engagement ferme de sa part, tout en ne contestant pas la nécessité et l'urgence des prestations demandées et sur la consistance desquelles elle a indiqué au comité qu'elle était d'accord.

Par conséquent, le CoRDIS enjoint à la société Enedis de débiter, dans un délai de dix jours à compter de la notification de sa décision, puis de poursuivre avec la plus grande diligence, les travaux consistant à déposer les deux boîtes de raccordement en cave qui ne sont plus en service, à remplacer la boîte de raccordement située au pied de la colonne montante de l'immeuble et à remplacer les câbles de dérivation sous gaine « tissu » situés entre la colonne montante et certains disjoncteurs de cet immeuble, sous astreinte, passé le délai de dix jours, de 500 euros par jour de retard pendant deux mois.

(CoRDIS, 13 octobre 2023, n°03-38-23, Société Compagnie Immobilière Perrissel et associés c. Société Enedis, *Journal Officiel* du 29 octobre 2023, texte n°64)

5.2.5. CoRDIS, décision du 24 octobre 2023 relative à la qualité de l'alimentation électrique d'une installation de consommation

Le CoRDIS s'est prononcé, par une décision du 24 octobre 2023, sur une demande de règlement de différend présentée par Mme H. à l'encontre de la société Enedis, qui concerne la qualité de l'alimentation électrique de son habitation.

Constatant des variations répétées de tension sur le réseau électrique qui alimente son habitation, et qui sont de nature à affecter le fonctionnement de ses appareils électriques, notamment sa pompe à chaleur, Mme H. a demandé au CoRDIS d'enjoindre à la société Enedis d'engager les mesures appropriées pour rétablir une qualité d'alimentation régulière de son domicile.

Le comité rappelle que le gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité est tenu de mettre en œuvre tous les moyens techniques à sa disposition lui permettant d'assurer une desserte en électricité de qualité régulière, définie et compatible avec les utilisations usuelles de l'énergie électrique. Pour se conformer à cette obligation, il précise que ce gestionnaire doit s'assurer, d'une part, que la tension normale de distribution basse-tension (BT), moyennée sur 10 minutes, correspond à une plage de plus ou moins 10 % autour des valeurs nominales, et d'autre part, que la valeur maximale admissible du gradient de chute de tension soit inférieure à 2 %.

En l'espèce, outre l'incapacité de la société Enedis à produire un rapport de qualimétrie qui identifierait avec précision les variations de tension au point de livraison du domicile de Mme H. et la valeur maximale admissible du gradient de chute de tension, le comité relève également que les interventions réalisées par cette société n'ont pas permis de résoudre les dysfonctionnements observés.

Devant le manquement avéré et persistant de la société Enedis à ses obligations, alors que la solution aux dysfonctionnements constatés et qu'il reconnaît sont connus, le comité a enjoint à Enedis de débiter les travaux nécessaires à assurer une desserte en électricité de qualité régulière dans un délai d'une semaine à compter de la notification de la décision et de produire un calendrier d'exécution de ces travaux, le tout, sous astreinte, passé ce délai d'une semaine, de 500 euros par jour de retard pendant deux mois. Le comité a également enjoint la société Enedis de réaliser en parallèle et pendant toute la durée des travaux une étude qualimétrique mensuelle, dont les résultats seront communiqués à Mme H.

(CoRDIS, 24 octobre 2023, n°06-38-23, M. H. c. Société Enedis, *Journal Officiel* du 11 novembre 2023, texte n°92)

5.2.6. CoRDIS, décision du 1^{er} décembre 2023 relative à une demande de liquidation d'astreinte

Le CoRDIS a décidé, par une décision du 1^{er} décembre 2023, de liquider dans sa totalité, et à l'égard du syndicat mixte d'électricité de Martinique (SMEM) uniquement, l'astreinte prononcée dans sa décision de règlement de différend du 13 juin 2023.

Il s'agit de la première liquidation d'astreinte décidée par le CoRDIS. Constatant les manquements du SMEM à ses obligations fixées dans la décision du 13 juin 2023, le comité a condamné celui-ci à verser à la SCI Garabeuf et à la SARL Aquitaine Promotions, à part égale, la somme de 43 200 euros, au terme d'une procédure de liquidation d'astreinte inédite.

Dans sa décision du 13 juin 2023 susmentionnée, le comité avait enjoint, d'une part, au SMEM de recueillir les conventions de servitude identifiées comme préalable nécessaire à la réalisation du raccordement des parcelles des sociétés demanderesses au réseau public de distribution d'électricité et, d'autre part, à EDF et au SMEM de réaliser, chacun pour ce qui la ou le concerne, une étude permettant de déterminer l'opération de raccordement de référence, à charge pour EDF de transmettre ensuite les propositions de raccordement élaborées conjointement dans un délai de 45 jours à compter de la notification de la décision, ce qu'elle a fait le 28 juillet 2023.

La SCI Garabeuf et la SARL Aquitaine Promotions se sont opposées à ces propositions, en estimant que le SMEM et EDF ne s'étaient pas conformés aux injonctions prononcées dans la décision du 13 juin 2023.

Saisi pour la première fois d'une demande visant à obtenir la liquidation d'une astreinte prononcée sur le fondement des dispositions de l'article L. 134-20 du code de l'énergie, le comité a indiqué que lorsqu'il procède à la liquidation de l'astreinte, il peut l'augmenter, la modérer ou la supprimer. Il a également précisé tenir compte, dans l'exercice de son pouvoir de modulation du montant de l'astreinte, de l'ensemble des circonstances pertinentes de l'espèce et, notamment, du comportement de ceux à qui l'injonction a été adressée et des difficultés éventuelles qu'ils ont rencontrées pour l'exécuter.

En l'espèce, le comité reconnaît que la proposition de raccordement transmise par EDF exposait avec précision le coût des travaux de branchement à la charge d'EDF et le coût global des travaux d'extension relevant de la compétence du SMEM. Toutefois, il constate que la mention tenant à la nécessité de réceptionner les conventions de servitude en bonne et due forme avant de pouvoir engager les travaux d'extension rend incomplète l'information transmise aux sociétés demanderesses, ajoutant que cette circonstance résulte uniquement de l'inaction caractérisée du SMEM, dont l'obligation d'obtenir la signature de ces conventions dans les délais fixés par la décision du CoRDIS n'a pas été respectée.

Le comité relève que le SMEM ne justifie par la production d'aucune pièce les difficultés alléguées à recueillir la signature des conventions de servitude faute d'un notaire pouvant enregistrer ces actes, ni même des diligences qu'il aurait entreprises à cette fin. Le comité considère donc que le SMEM, qui n'était en outre pas présent à la séance publique, persiste dans son inaction et a manqué à ses obligations énoncées dans la décision du 13 juin 2023.

Ainsi, dans la mesure où le SMEM n'a pas justifié de circonstances l'empêchant de recueillir, dans le délai imparti, la signature des conventions de servitude, ni même d'un commencement d'exécution de ses obligations, alors que la conclusion de ces conventions est un préalable au raccordement, le comité fixe le montant de l'astreinte à 43 200 euros pour la période allant du 4 août 2023 au 20 novembre 2023 et liquide celle-ci, à l'égard du seul SMEM.

Enfin, répondant à la demande présentée par le représentant des sociétés demanderesses lors de la séance publique, le CoRDIS reconduit à l'égard du SMEM les injonctions sous astreinte prononcées dans sa décision du 13 juin 2023.

(CoRDIS, 1^{er} décembre 2023, n°01-LA-23, SCI Garabeuf et SARL Aquitaine Promotions c. Société EDF et SMEM, *Journal Officiel* du 9 décembre 2023, texte n°69)

5.2.7. CoRDIS, décision du 29 janvier 2024 relative aux conditions de raccordement d'une canalisation au réseau public de transport de gaz naturel

Le CoRDIS s'est prononcé, par une décision du 29 janvier 2024, sur une demande de règlement de différend présentée par la société UEM à l'encontre des sociétés GRDF et GRTgaz, concernant les conditions de raccordement d'une canalisation au réseau public de transport de gaz naturel.

La centrale de cogénération de Metz-Chambière, exploitée par la société UEM, a été rattachée au réseau public de distribution de gaz naturel par une canalisation construite en 1991. La société UEM bénéficiait d'un tarif de « Souscription au Transport Saisonnalisé », en vertu d'un contrat de fourniture conclu avec la société GDF en 1998. Lors de la séparation des activités de fourniture et d'acheminement de gaz, la canalisation a été transférée dans le réseau public de distribution de gaz, exploité par la société GRDF. La société UEM s'est alors vu appliquer le tarif de distribution, moins avantageux que le tarif précédent. C'est pourquoi la société UEM a souhaité le transfert de la canalisation vers le réseau public de transport. La société GRTgaz a donc adressé une offre de raccordement à la société UEM en janvier 2022. Le transfert a été approuvé par la CRE dans sa délibération n° 2022-13 du 20 janvier 2022.

Contestant la répartition du coût des travaux de mise en conformité de la canalisation en vue du transfert, la société UEM a saisi le CoRDIS d'une demande de règlement de différend. La société UEM considère en effet que certains coûts mis à sa charge seraient liés à des défauts de maintenance et de conception de la canalisation et au manque de documentation de la part de GRDF.

S'agissant de sa compétence, le comité considère que, dès lors qu'aucun refus d'accès aux ouvrages de distribution de gaz naturel n'a été opposé par la société GRDF et que le litige n'est pas lié à l'utilisation de ces ouvrages, il est incompétent pour connaître des demandes de la société UEM dirigées à l'encontre de la société GRDF.

S'agissant du bien-fondé des coûts allégués par GRTgaz au titre de la solution de raccordement des installations de la société UEM au réseau de transport, le comité relève que, par sa délibération n° 2022-13, la CRE a approuvé tant le coût du raccordement que la personne à qui incombe le paiement de cette somme. Par ailleurs, il résulte de l'instruction que la société GRTgaz a suffisamment justifié les coûts liés au transfert de la canalisation. En outre, il n'est pas établi que les sommes facturées par cette société seraient erronément calculées. Le comité rejette les demandes de la société UEM tendant à ce qu'il soit ordonné à la société GRTgaz d'aménager sa solution de raccordement en déduisant les coûts litigieux de la somme mise à la charge au titre du raccordement.

(CoRDIS, 29 janvier 2024, n°08-38-23, Société UEM c. Sociétés GRDF et GRTgaz, *Journal Officiel* du 1^{er} février 2024, texte n°101)

5.2.8. CoRDIS, décision du 5 février 2024 relative à l'absence d'offre concurrente de fourniture d'électricité sur le segment des consommateurs résidentiels dans la zone de desserte d'une entreprise locale de distribution

Le CoRDIS s'est prononcé, par une décision du 5 février 2024, sur une demande de règlement de différend présentée par M. C. à l'encontre de la société Coopérative d'électricité de Villiers-sur-Marne (« CEV »), qui concerne l'absence d'offre concurrente de fourniture d'électricité sur le segment des consommateurs résidentiels dans sa zone de desserte.

La société CEV est une entreprise locale de distribution, au sens de l'article L. 111-54 du code de l'énergie, qui gère un réseau public de distribution d'électricité assurant la distribution d'énergie électrique, ainsi que la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés de vente sur le territoire de la commune de Villiers-sur-Marne depuis 1923.

Sur la zone de desserte de la société CEV, douze fournisseurs d'électricité proposent des offres de fourniture d'électricité concurrentes en offre de marché, uniquement aux consommateurs non résidentiels. Sa zone de desserte est donc marquée par une absence d'offre de fourniture d'électricité concurrentes en offre de marché sur le segment des consommateurs résidentiels.

C'est dans ce contexte que M. C., consommateur résidentiel situé dans la zone de desserte de la société CEV, a saisi le CoRDIS d'une demande de règlement de différends en raison de cette absence d'offre concurrente de fourniture d'électricité.

Pour la première fois, se fondant notamment sur l'article 4 de la directive (UE) 2019/944 du 5 juin 2019 ainsi que sur les articles L. 111-100 et L. 331-1 du code de l'énergie, le comité énonce que le respect du principe d'accès non discriminatoire aux réseaux, qui s'impose aux gestionnaires de réseaux, conditionne l'exercice effectif du droit des consommateurs de choisir librement leur fournisseur.

Le comité relève toutefois qu'en l'espèce, le demandeur ne fait pas état d'un quelconque refus d'accès que le gestionnaire de réseau lui aurait opposé dans la mesure où son installation de consommation est effectivement raccordée au réseau public de distribution d'électricité et où il a conclu un contrat de fourniture d'électricité avec la société CEV.

Le comité considère que, bien que l'absence d'offres concurrentes à destination des consommateurs résidentiels soit particulièrement regrettable, notamment au regard des dispositions européennes et nationales précitées, qui imposent que les consommateurs puissent librement choisir leur fournisseur d'électricité, elle ne caractérise pas un différend relatif à l'accès ou à l'utilisation au réseau public de distribution d'électricité au sens des dispositions de l'article L. 134-19 du code de l'énergie dont il appartiendrait au comité de connaître.

Le comité indique qu'il appartient aux utilisateurs, qui considéreraient, le cas échéant, se voir opposer par le gestionnaire de réseau un refus d'accès au réseau public contraire à l'article L. 111-93 du code de l'énergie, sur la zone de desserte en cause, tels que, par exemple, les fournisseurs alternatifs, de saisir, s'ils s'estiment fondés, le comité de demandes de règlement de différends.

(CoRDIS, 5 février 2024, n°10-38-23, M. C. c. Société Coopérative d'électricité de Villiers-sur-Marne, *Journal Officiel* du 15 février 2024, texte n°95)

5.2.9. CoRDIS, décision du 27 mars 2024 relative à l'interprétation d'un contrat CARD-I et à la notion de « mise en service de l'installation de production »

Le CoRDIS s'est prononcé, par une décision du 27 mars 2024, sur une demande de règlement de différend présentée par la société d'exploitation éolienne (SEE) Angrie à l'encontre de la société Enedis, concernant les conditions de mise en service d'une installation de production d'électricité.

La SEE Angrie a conclu avec la société Enedis un contrat de raccordement au réseau de distribution d'électricité (CARD-I) ainsi qu'une convention de raccordement pour les besoins de son installation de production d'électricité devant être composée de cinq éoliennes. Des essais du Dispositif d'Echange d'Informations d'Exploitation (DEIE) ont été réalisés et, à la date des premières injections par la SEE Angrie, seule la construction de quatre éoliennes était achevée.

La société Enedis a refusé de constater la prise d'effet du contrat CARD-I à la date à laquelle celles-ci ont commencé à injecter leur production sur le réseau, au motif que l'installation de production ne correspondait pas à ce qui avait été renseigné dans le formulaire de collecte d'informations rempli lors de la demande de raccordement et stipulé dans la convention de raccordement. La SEE Angrie a alors saisi le CoRDIS d'une demande de règlement de différend, en considérant que les termes du contrat CARD-I n'imposent aucunement que la construction de l'entièreté de l'installation de production soit achevée pour que cette dernière soit mise en service.

Le comité relève qu'aux termes des conditions particulières du contrat CARD-I et des stipulations de la convention de raccordement, qui forment un ensemble contractuel, la mise en service de l'installation de production ne peut s'entendre que comme la mise en service de l'ensemble des unités de production prévues par la documentation contractuelle, en particulier par les fiches de collecte. Par ailleurs, il résulte également de l'instruction que la société Enedis a indiqué à plusieurs reprises à la SEE Angrie que la mise en service de son installation de production nécessitait l'achèvement de la construction des cinq éoliennes. Enfin, la SEE Angrie ne saurait invoquer, au soutien de ses demandes, la possibilité d'une mise en service par tranches, sans que cette mise en service ne soit prévue par les stipulations contractuelles. La SEE Angrie n'est donc pas fondée à soutenir que le contrat CARD-I aurait dû prendre effet à la date de première injection des éoliennes et que la société Enedis aurait dû lui fournir les données de comptage relatives à son installation de production à compter de cette date.

Par ailleurs, le comité estime qu'aucune stipulation contractuelle liant la SEE Angrie à Enedis et aucun principe ni aucune règle en vigueur ne permet de considérer que la réalisation des essais DEIE entraînait de facto la prise d'effet du contrat CARD-I.

Le CoRDIS rejette par conséquent les demandes de la SEE Angrie tendant à ce que la date de la mise en service de l'installation de production soit regardée comme celle de la première injection sur le réseau de distribution, à ce qu'il soit ordonné à Enedis de communiquer les données de comptages afférentes aux périodes de production depuis la date de première injection et à considérer la réalisation des essais du Dispositif d'Echange d'Informations d'Exploitation (DEIE) comme entraînant de facto la mise en service de l'installation de production au sens du contrat CARD-I.

(CoRDIS, 27 mars 2024, n°13-38-23, SEE Angrie c. Société Enedis, *Journal Officiel* du 6 avril 2024, texte n°74)

5.2.10. Cour d'appel de Paris, arrêt du 26 octobre 2023, réformation partielle d'une décision du CoRDIS portant sur un différend entre les sociétés Gazonor et GRTgaz

Par une décision du 4 novembre 2021, le CoRDIS n'avait pas fait droit à la demande de la société Gazonor tendant à ce que la société GRTgaz, gestionnaire de réseau de transport de gaz naturel, garantisse l'injection d'un volume minimal de gaz de mine sur son réseau et modifie son contrat d'injection en conséquence.

La Cour a considéré que le président du CoRDIS ne pouvait pas présenter des observations devant la Cour et qu'en conséquence les écritures du CoRDIS étaient irrecevables. Sur le fond, la Cour juge que GRTgaz doit garantir un volume minimal d'injection de gaz de mine sur son réseau, sauf à démontrer qu'elle ne peut satisfaire à cette obligation pour certains motifs.

Cet arrêt fait actuellement l'objet de pourvois en cassation de la part de la CRE et de la société GRTgaz.

(Cour d'appel de Paris, 26 octobre 2023, *Sociétés Gazonor c. GRTgaz*, n° 21/21143)

5.2.11. Cour d'appel de Paris, arrêts du 18 janvier 2024, réformation de deux décisions du CoRDIS portant le raccordement d'installations de production d'énergie renouvelable

Aux termes de deux arrêts du 18 janvier 2024, la cour d'appel de Paris rappelle les conditions pour qu'une installation de production d'énergie renouvelable soit redevable de la quote-part des ouvrages mutualisés au titre du schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR), en application des articles L. 342-1 al.2 et L. 342-12 du code de l'énergie.

En 2018, la société ENR-GRID avait conclu deux propositions techniques et financières avec la société RTE pour le raccordement de plusieurs parcs éoliens aux S3REnR de Picardie et Nord-Pas-de-Calais, depuis devenus le S3REnR Hauts-de-France, via des postes de transformation privés, qui ont été cédés, le 7 janvier 2019, aux sociétés requérantes.

Saisi par ces sociétés, le CoRDIS avait décidé, dans des décisions du 17 février et du 22 juin 2020, que les postes de transformation privés dont les raccordements étaient demandés n'avaient pas vocation à intégrer le périmètre de mutualisation et que, par conséquent, ne s'inscrivant pas dans le S3REnR, les sociétés n'étaient pas redevables du paiement de la quote-part.

Saisie par la société RTE, la cour d'appel de Paris juge que l'obligation au paiement de la quote-part est soumise à la double condition que le raccordement, d'une part, desserve une installation de production d'énergie renouvelable et, d'autre part, s'inscrive dans un S3REnR.

Tirant les conséquences des décisions rendues par la Cour de cassation dans une précédente affaire qui soulevait une problématique similaire (Com., 6 avril 2022, « RTE c/ PMS7 », pourvois n°20-23-339 et 20-23-163), la cour d'appel relève que le raccordement des installations en cause s'inscrit bien dans un S3REnR et, partant, réforme les décisions du CoRDIS.

(Cour d'appel de Paris, 18 janvier 2024, *RTE c. Sociétés Poste de Cressy et WEB GRID*, n° 20/05171 et 20/11040)

5.2.12. Cour d'appel de Paris, arrêts du 15 février 2024, annulation de deux décisions du CoRDIS portant sur des différends entre les sociétés Enedis et Elec'Chantier 44

Deux différends se sont élevés entre les sociétés Enedis et Elec'Chantier 44, s'agissant du raccordement au réseau public de distribution d'électricité de parcelles desservies par une voie privée de passage à usage partagé.

Dans ses décisions des 13 octobre 2021 et 8 février 2022, le CoRDIS avait estimé, notamment, que la norme NF C 14-100 n'étant plus obligatoire, la solution technique applicable devait être établie en conformité avec les seules prescriptions des arrêtés du 17 mai 2021 et du 3 août 2016.

Saisie par la société Enedis, la cour d'appel juge que le CoRDIS a dénaturé les termes de l'article 4 de l'arrêt du 3 août 2016 en ce que, même si la norme NF C 14-100 n'est plus obligatoire, la mention de la possibilité de recourir à une « norme équivalente » implique la nécessité que les ouvrages de branchement soient conçus et réalisés selon une « norme » au sens de l'article 4 précité.

Partant, la Cour annule les décisions litigieuses. Elle constate que les travaux de raccordement définitif ont été réalisés le 31 janvier 2022 dans l'une des deux affaires, de sorte que le différend est privé

d'objet. Dans l'autre affaire, la Cour enjoint, notamment, à Enedis et à l'autorité organisatrice de la distribution d'énergie (AODE) d'étudier la proposition d'Elec'Chantier 44, de réaliser une étude permettant de déterminer l'opération de raccordement de référence, en transmettant tous les éléments nécessaires à la bonne et complète information d'Elec'Chantier 44 et d'établir une proposition conjointe de raccordement.

(Cour d'appel de Paris, 15 février 2024, *Société Enedis c. Elec'Chantier 44 (Aussenac)* et *Société Enedis c. Elec'Chantier 44 (Delomme-Gouguet)*, n° 21/20095 et 22/04490)

Table des illustrations

<i>Figure 1 Les délibérations de la CRE relatives aux barèmes de raccordement</i>	24
<i>Figure 2 Type de calcul envisagé et état d'avancement dans les régions dont fait partie la France</i>	35
<i>Figure 3 Statut de décision et date de mise en œuvre attendue des méthodologies RDCT</i>	40
<i>Figure 4 Méthodologies CACM approuvées ou restant à approuver</i>	45
<i>Figure 5 Méthodologies EB approuvées ou restant à approuver</i>	48
<i>Figure 6 Méthodologies SOGL approuvées ou restant à approuver</i>	49
<i>Figure 7 Corrélations des prix entre la France et les pays voisins (spot J+1)</i>	54
<i>Figure 8 Écart de prix moyen entre la France et les pays voisins (spot J+1)</i>	55
<i>Figure 9 Ecart de prix moyen entre la France et l'Allemagne (future annuel Y+1)</i>	56
<i>Figure 10 Echanges avec l'Allemagne et la Belgique en 2023</i>	57
<i>Figure 11 Echanges avec la Grande-Bretagne en 2023</i>	58
<i>Figure 12 Echanges avec l'Espagne en 2023</i>	59
<i>Figure 13 Echanges avec l'Italie en 2023</i>	60
<i>Figure 14 Echanges avec la Suisse en 2023</i>	61
<i>Figure 15 Répartition des consommateurs finals par type de site (au 31 décembre 2023)</i>	65
<i>Figure 16 Répartition de la consommation annuelle des consommateurs finals (au 31 décembre 2023)</i>	65
<i>Figure 17 Typologie des sites au 31 décembre 2023</i>	66
<i>Figure 18 Parts de marché des 3 fournisseurs historiques les plus significatifs sur chaque segment et sur l'ensemble du marché (en nombre de sites au 31 décembre 2023)</i>	66
<i>Figure 19 Parts de marché des 3 fournisseurs alternatifs les plus significatifs sur chaque segment et sur l'ensemble du marché (en nombre de sites au 31 décembre 2023)</i>	66
<i>Figure 20 Parts de marché des 3 fournisseurs historiques les plus significatifs pour chaque segment et sur l'ensemble du marché en volume (au 31 décembre 2023)</i>	67
<i>Figure 21 Parts de marché des 3 fournisseurs alternatifs les plus significatifs sur chaque segment et sur l'ensemble du marché en volume (au 31 décembre 2023)</i>	67
<i>Figure 22 Indice HHI pour les différents segments de clientèle (2023)</i>	67
<i>Figure 23 Les fournisseurs nationaux d'électricité</i>	68
<i>Figure 24 Taux de switch trimestriel</i>	69
<i>Figure 25 Augmentation des tarifs réglementés de vente (évolution en moyenne, hors taxes)</i>	73
<i>Figure 26 Evolution du Tarif Réglementé de Vente de vente de l'électricité hors taxes en euros constants 2024</i>	74
<i>Figure 27 Facture aux tarifs réglementés de vente d'électricité tels que proposés par la CRE dans sa délibération du 18 janvier 2024 (€/MWh)</i>	74
<i>Figure 28 Comparaison des offres à prix variable pour un client Base 6 kVA au 31 décembre 2023</i>	77
<i>Figure 29 Comparaison des offres vertes à prix variable pour un client Base 6 kVA au 31 décembre 2023</i>	78
<i>Figure 30 Comparaison des offres à prix fixe pour un client Base 6 kVA au 31 décembre 2023</i>	78

<i>Figure 31 Comparaison des offres à prix variable pour un client HP/HC 9 kVA au 31 décembre 2023</i>	79
<i>Figure 32 Comparaison des offres vertes à prix variable pour un client HP/HC 9 kVA au 31 décembre 2023</i>	79
<i>Figure 33 Comparaison des offres à prix fixe pour un client HP/HC 9 kVA au 31 décembre 2023</i>	80
<i>Figure 34 Le parc électrique installé en France au 31 décembre 2023</i>	82
<i>Figure 35 Le prix des écarts depuis avril 2017</i>	84
<i>Figure 36 Importations et exportations de gaz (flux commerciaux)</i>	106
<i>Figure 37: Prix du day-ahead au PEG * (moyennes mensuelles)</i>	107
<i>Figure 38 : Prix day-ahead du gaz en France et aux Pays-Bas (respectivement PEG et TTF)</i>	108
<i>Figure 39 : Prix day-ahead du gaz en Europe</i>	108
<i>Figure 40 : Volumes et valeurs négociés par produit sur le marché intermédiaire</i>	109
<i>Figure 41 : Volumes échangés sur les marchés de gros aux points d'échanges de gaz</i>	110
<i>Figure 42 Niveau de concentration des marchés intermédiaires français (Segment spot)</i>	111
<i>Figure 43 Niveau de concentration des marchés intermédiaires français (Segment à terme)</i>	111
<i>Figure 44 Typologie des sites en gaz naturel, au 31 décembre 2023</i>	112
<i>Figure 45 Répartition en nombre de sites des consommateurs finals par type de site, au 31 décembre 2023</i>	113
<i>Figure 46 Répartition en volume des consommateurs finals par type de site, au 31 décembre 2023</i>	113
<i>Figure 47 Parts de marché, en nombre de sites, des trois fournisseurs historiques les plus significatifs sur chaque segment, au 31 décembre 2023</i>	113
<i>Figure 48 Parts de marché, en nombre de sites, des trois fournisseurs alternatifs les plus significatifs sur chaque segment, au 31 décembre 2023</i>	114
<i>Figure 49 Parts de marché, en volume, des trois fournisseurs historiques les plus significatifs sur chaque segment, au 31 décembre 2023</i>	114
<i>Figure 50 Parts de marché, en volume, des trois fournisseurs alternatifs les plus significatifs sur chaque segment, au 31 décembre 2023</i>	114
<i>Figure 51 Indice de Herfindahl-Hirschman (HHI) en nombre de sites et en volume pour les différents segments du marché de détail</i>	115
<i>Figure 52 Les fournisseurs nationaux du gaz naturel</i>	116
<i>Figure 53 Taux de switch trimestriel de 2014 à 2023</i>	116
<i>Figure 54 Décomposition du prix repère de vente de gaz naturel au 31 décembre 2023</i>	117
<i>Figure 55 Evolution des prix du gaz, hors taxes et CTA, en euros constants 2023 par mégawattheure</i>	118
<i>Figure 56 Comparaison des offres de gaz naturel à prix variable pour un client type « cuisson » au 31 décembre 2023, offres standards et offres vertes</i>	119
<i>Figure 57 Comparaison des offres de gaz naturel à prix fixe pour un client type « cuisson » au 31 décembre 2023, offres standards et offres vertes</i>	120
<i>Figure 58 Comparaison des offres à prix variable pour un client type « chauffage » au 31 décembre 2023, offres standards et offres vertes</i>	121
<i>Figure 59 Comparaison des offres à prix fixe pour un client type « chauffage » au 31 décembre 2023, offres standards et offres vertes</i>	122
<i>Figure 60 Sites de stockage souterrain de gaz naturel en France</i>	123

<i>Figure 61 Récapitulatif des délibérations portant sur les montants d'acomptes et/ou de charges liées au bouclier tarifaire 2022 en gaz</i>	132
<i>Figure 62 Récapitulatif des délibérations portant sur les montants d'acomptes et/ou de charges liées au bouclier tarifaire 2022 en électricité</i>	133
<i>Figure 63 Récapitulatif des délibérations portant sur les montants d'acomptes et/ou de charges liées au bouclier tarifaire 2023 en gaz</i>	134
<i>Figure 64 Récapitulatif des délibérations portant sur les montants d'acomptes et/ou de charges liées au bouclier tarifaire 2023 et amortisseurs en électricité</i>	134
<i>Figure 65 Récapitulatif des délibérations portant sur les montants d'acomptes et/ou de charges liées aux amortisseurs 2024 en électricité</i>	134