RÉPUBLIQUE FRANÇAISE
Liberté
Égalité
Fraternité

CRE COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE

RAPPORT ANNUEL
A LA COMMISSION EUROPEENNE

Juillet 2026

Principaux développements des marchés français de l'électricité et du gaz naturel en 2025 et au premier semestre 2026

AVERTISSEMENT

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

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

SOMMAIRE

Avertissement 2

Principaux développements des marchés français de l'électricité et du gaz naturel en 2025 et au premier semestre 2026 8

1 Présentation de la Commission de régulation de l'énergie 8

1.1 Une gouvernance qui évolue 8

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 31

2.1.3 Les tarifs d'accès aux réseaux 35

2.1.3.1 Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport d'électricité 35

2.1.3.2 Les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution d'électricité 36

2.1.4 Les aspects transfrontaliers 38

2.1.4.1 Bilan de l'utilisation et de la gestion des interconnexions aux frontières françaises en 2024 38

2.1.4.2 Les règles d'allocation et de calcul de capacité 39

2.1.4.3 Le développement des interconnexions françaises 46

2.1.5 La surveillance et le contrôle du respect des obligations des acteurs 51

2.1.5.1 La mise en œuvre des codes de réseau 51

2.2 La concurrence et le fonctionnement du marché de l'électricité 56

2.2.1 Le marché de gros 56

2.2.1.1 Production – consommation 56

2.2.1.2 Les prix de marché *day-ahead* 58

2.2.1.3 Les marchés organisés 58

2.2.1.4 Le marché gré-à-gré 58

2.2.1.5 Le négoce transfrontalier ... 59
2.2.1.6 La régulation du parc électronucléaire historique ... 66
2.2.1.7 La surveillance du marché de gros ... 69
2.2.2 Le marché de détail ... 71
2.2.2.1 Etat des lieux ... 71
2.2.2.2 Les prix et les offres ... 77
2.3 La sécurité d'approvisionnement ... 86
2.3.1 Le suivi de l'équilibre offre / demande d'électricité ... 86
2.3.1.1 Évolutions relatives à la demande d'électricité ... 86
2.3.1.2 Évolutions relatives à l'offre d'électricité ... 86
2.3.2 La surveillance des investissements dans les capacités de production en relation avec la sécurité d'approvisionnement ... 88
2.3.2.1 L'équilibrage électrique en temps réel ... 88
2.3.2.2 Le mécanisme de capacité ... 89
3 Le marché du gaz ... 92
3.1 L'accès aux infrastructures de gaz naturel ... 92
3.1.1 L'indépendance des gestionnaires de réseaux ... 92
3.1.1.1 Le suivi des obligations liées à la certification des gestionnaires de réseau de transport ... 92
3.1.1.2 L'indépendance des gestionnaires de réseaux de distribution et des entreprises locales de distribution (ELD) ... 95
3.1.2 Les aspects techniques ... 96
3.1.2.1 Le système de comptage évolué des GRD de gaz ... 96
3.1.2.2. La qualité de service ... 97
3.1.3 Les conditions d'accès aux réseaux, aux terminaux méthaniers et aux installations de stockage de gaz naturel ... 98
3.1.3.1. Les tarifs de raccordement au réseau ... 98
3.1.3.2. Les tarifs d'accès aux réseaux de transport ... 99
3.1.3.3. Le tarif péréqué d'utilisation du réseau public de distribution de GRDF ... 103
3.1.3.4. Les tarifs d'accès aux terminaux méthaniers ... 104
3.1.3.5. L'accès des tiers aux installations de stockage ... 105
3.1.4 Les aspects transfrontaliers ... 107
3.1.4.1 Les règles d'allocation de la capacité de transport ... 107
3.1.5 La surveillance et le contrôle du respect des obligations des acteurs ... 109
3.1.5.1 La mise en œuvre des codes de réseau – l'évolution des règles d'équilibrage ... 109
3.1.5.2 La mise en œuvre du code de réseau sur l'harmonisation des structures tarifaires des réseaux de transport de gaz ... 110
3.2 La concurrence et le fonctionnement du marché du gaz ... 110
3.2.1 Le marché de gros ... 110
3.2.1.1 Bilan des flux de gaz naturel en France ... 110

3.2.1.2 Evolution des prix *day-ahead* 112
3.2.1.3 Evolution des prix à terme 114
3.2.1.4 Les volumes échangés sur le marché de gros français 115
3.2.1.5 Les marchés intermédiés 116
3.2.1.6 Niveau de concentration du marché français 117
3.2.2 Le marché de détail de gaz naturel 119
3.2.2.1 Etat des lieux 119
3.2.2.2 Analyse des taux de changement de fournisseurs 124
3.2.2.3 Les prix et les offres 125
3.3 La sécurité d'approvisionnement 129
3.3.1 Le suivi de l'équilibre offre / demande de gaz naturel 129
3.3.1.1 Hiver 2024-2025 129
3.3.1.2 Hiver 2025-2026 129
3.3.2 Le niveau de la demande prévue, des réserves disponibles et des capacités supplémentaires envisagées 129
3.3.2.1 La demande de gaz naturel en France 129
3.3.2.2 Les capacités de stockage 130
3.3.2.3 Les terminaux méthaniers 132
3.3.3 Les mesures de réponse aux pics de demandes et aux déficits d'approvisionnement 132
3.3.3.1 Les obligations des opérateurs de transport et de distribution de gaz 132
3.3.3.2 Les mesures d'urgence 132
4 La protection des consommateurs 134
4.1 Questions et réclamations 134
4.2 La protection des clients vulnérables 134
4.2.1 Electricité 134
4.2.2 Gaz 136
4.2.3 Les chantiers de renforcement du cadre de surveillance et de réglementation initiés par la CRE au sortir de la crise aboutissent 136
4.2.3.1 La mise en place des lignes directrices pour le renforcement de la transparence et de la lisibilité des offres et des contrats d'énergie 136
4.2.3.2 Le contrôle de la cohérence économique des offres 137
4.2.3.3 Une régulation prudentielle pour garantir la solvabilité et la résilience des acteurs… 138
5 Décisions marquantes en matière de sanctions et de règlements de différends 141
5.1 Décisions rendues en matière de sanctions 141
5.1.1 CoRDiS, décision du 20 janvier 2025 portant sanction à l'encontre de deux sociétés pour méconnaissance de l'article 5 du REMIT sur les manipulations de marché 141

5.1.2 CoRDiS, décision du 22 avril 2025 portant sanction à l'encontre d'une société pour méconnaissance de l'obligation de communication d'informations nécessaires à l'accomplissement des missions de la CRE visée à l'article L. 134-18 du code de l'énergie 142

5.2 Décisions rendues en matière de règlement de différends 143

5.2.1 CoRDiS, décision du 17 février 2025 portant règlement d'un différend relatif à l'emplacement du compteur électrique d'une habitation à la suite de la création d'une colonne montante électrique 143

5.2.2 CoRDiS, décision du 17 février 2025 portant règlement d'un différend relatif à la qualité de l'alimentation électrique, par le réseau public de distribution, d'une installation de consommation d'électricité 144

5.2.3 CoRDiS, décision du 26 février 2025 portant règlement d'un différend relatif aux modalités de raccordement d'une installation de consommation au regard de l'obligation de sécurité pesant sur le gestionnaire de réseau de distribution 144

5.2.4 CoRDiS, décision du 2 avril 2025 portant règlement d'un différend relatif aux modalités de raccordement, au réseau public de distribution, d'une installation de production d'électricité 145

5.2.5 CoRDiS, décision du 2 avril 2025 portant règlement d'un différend relatif au raccordement indirect, au réseau public de distribution, d'une installation de production d'électricité 146

5.2.6 CoRDiS, décision du 16 avril 2025 portant règlement d'un différend relatif aux modalités de remise en conformité d'une installation de consommation raccordée au réseau public de distribution d'électricité 147

5.2.7 CoRDiS, décision du 24 avril 2025 portant règlement d'un différend relatif au raccordement, au réseau public de distribution, d'une installation de consommation d'électricité 147

5.2.8 CoRDiS, décision du 16 juillet 2025 portant règlement d'un différend relatif à la modification du raccordement au réseau public de distribution d'électricité d'une installation de consommation d'électricité 149

5.2.9 CoRDiS, décision du 22 octobre 2025 portant règlement d'un différend relatif au raccordement d'une installation de consommation au réseau public de distribution d'électricité sur l'île de La Réunion 149

5.2.10 CoRDiS, décision du 3 décembre 2025 portant règlement d'un différend relatif à la contestation, par un consommateur final et utilisateur du réseau public de distribution d'électricité, des créances correspondant à la refacturation des sommes dues au titre de la composante de relève résiduelle 150

5.2.11 CoRDiS, décisions du 17 décembre 2025 portant règlement d'un différend relatif au respect par le gestionnaire du réseau de distribution de ses obligations issues du CARD-I conclu avec un producteur d'énergie dans le cadre de l'exécution de travaux de renouvellement d'un poste-source 151

5.2.12 CoRDiS, décisions du 17 décembre 2025 portant règlement de trois différends relatifs à la nature de la gaine à installer dans le cadre d'un raccordement individuel au réseau public de distribution d'électricité 152

5.2.13 CoRDiS, décision du 18 décembre 2025 portant règlement d'un différend relatif à l'application des prescriptions du règlement (UE) n° 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 et de l'arrêté

du 9 juin 2020 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement aux réseaux d'électricité.....153

5.2.14 CoRDiS, décision du 6 janvier 2026 portant règlement d'un différend relatif à l'imputation de la charge financière de la création d'une nouvelle liaison HTB dans le cadre d'une demande de raccordement pour une installation de production d'électricité au fioul 154

5.2.15 CoRDiS, décision du 2 mars 2026 portant règlement d'un différend portant sur le raccordement au réseau public de distribution d'électricité d'une maison d'habitation située sur une parcelle enclavée 154

5.2.16 CoRDiS, décision du 10 mars 2026 portant sur une demande de liquidation d'astreinte 155

5.2.17 CoRDiS, décision du 10 avril 2026 portant règlement d'un différend relatif à la sortie de la file d'attente de deux demandes de raccordement au réseau public de distribution d'électricité d'installations de production à partir de l'énergie solaire 155

5.2.18 CoRDiS, décision du 24 avril 2026 portant règlement d'un différend relatif au raccordement au réseau public de distribution d'électricité de deux installations de consommation 156

5.2.19 CoRDiS, décision du 24 avril 2026 portant règlement d'un différend relatif au raccordement d'une installation de consommation au réseau public de distribution d'électricité sur l'île de La Réunion. 157

5.2.20 CoRDiS, décision du 24 avril 2026 portant règlement d'un différend relatif à une demande d'augmentation de puissance d'une installation de consommation raccordée au réseau public de distribution d'électricité 158

PRINCIPAUX DEVELOPPEMENTS DES MARCHES FRANÇAIS DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ NATUREL EN 2025 ET AU PREMIER SEMESTRE 2026

1 Présentation de la Commission de régulation de l'énergie

1.1 Une gouvernance qui évolue

2025 était la dernière année de mandat de trois Commissaires sur cinq : Lova Rinel a démissionné le 7 octobre, et Ivan Faucheux et Valérie Plagnol, ont terminé leurs mandats le 15 février 2026. Leurs successeurs, Victor Alonso, Nadia Faure et Didier Rebischung, ont rejoint progressivement la CRE au 1er trimestre 2026.

De son côté, le Comité de Règlement des Différends et Sanctions (CoRDiS) a accueilli une nouvelle Présidente, nommée le 13 mai 2025, Paquita Morellet-Steiner.

Enfin, Dominique Jamme, Directeur général des services depuis sept ans, a effectué en 2025 sa dernière année complète au sein de la CRE. Jérôme Dupont lui a succédé le 31 mars 2026.

1.2 Les missions de la CRE

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

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

La CRE est présidée depuis le 16 août 2022 par Madame Emmanuelle Wargon, nommée par décret du président de la République. Attachée à ses trois valeurs cardinales, à savoir, l'ouverture vis-à-vis de l'ensemble des parties prenantes en France, en Europe et à l'échelle internationale, l'impartialité afin de garantir la neutralité, l'équité et l'objectivité de l'ensemble des décisions prises, et la transparence des travaux et des procédures d'élaboration des décisions, la CRE continuera, comme en 2024 et 2025, d'agir pour l'intérêt général en faveur du bon fonctionnement du système énergétique, du renforcement de la protection des consommateurs et de l'accélération de la transition écologique.

Depuis la loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat (loi « Energie et Climat »), le collège de la CRE est composé de cinq membres : la présidente de la CRE et quatre commissaires, Nadia Faure, Didier Rebischung, Anthony Cellier, et Victor Alonso. En 2025, pour effectuer ses missions, le collège de la CRE a rendu 277 délibérations.

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

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

Depuis le 9 janvier 2024, la CRE est rattachée budgétairement au ministère de l'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 2025, la CRE comptait 159 agents (hors commissaires) dont 67 femmes et 92 hommes (elle comptait 155 agents au 31 décembre 2024 dont 68 femmes et 87 hommes).

*****

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

Dans le cadre de ses missions de prospective, la CRE pilote les travaux des groupes de travail, assure une veille industrielle, académique et régulatoire, et accompagne les territoires dans leur capacité d'innovation locale, permettant de réfléchir sur la régulation de demain.

En 2025, la CRE a lancé deux groupes de travail qui ont abouti à la publication de deux rapports intitulés « Comment gérer les nouveaux équilibres dynamiques entre l'offre et la demande d'énergie » et « S'inspirer pour accélérer la transition énergétique dans les territoires ».

En 2026, le travail de la Prospective va se concentrer sur les modèles économiques de la production des carburants durables pour les secteurs du transport aérien et du transport maritime, et à son intégration dans les systèmes énergétiques.

*****

Les précédents rapports étaient marqués par une dynamique de sortie de la crise énergétique de 2022. Le présent rapport, couvrant la période allant de janvier 2025 à juillet 2026, met en évidence l'adaptation progressive du système énergétique français aux transformations induites par l'atteinte des objectifs de décarbonation.

Dans ce contexte, la CRE a poursuivi l'exercice de l'ensemble de ses missions afin d'accompagner les transformations des infrastructures énergétiques françaises, de garantir le bon fonctionnement des marchés, et de contribuer à adapter les dispositifs de soutien aux énergies renouvelables et à leur meilleure intégration dans le système énergétique.

2 Le marché de l'électricité

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

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

Il existe en 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'Electricité (CTE) qui détient elle-même 100 % du capital de RTE.

Par ailleurs, la France compte près de 115 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 près de 38 millions de clients. Il existe également cinq autres GRD qui desservent plus de 100 000 clients en métropole, à savoir Gérédis, SRD, Strasbourg Electricité Réseaux, Réséda et GreenAlp et un GRD avec plus de 100 000 clients en ZNI à savoir EDF SEI. Enfin, moins de 110 GRD desservent moins de 100 000 clients.

2.1.1 L'indépendance des gestionnaires de réseaux

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

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

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

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

Par une délibération du 24 février 2022[4], 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.

[1] Délibération de la CRE du 26 janvier 2012 portant décision de certification de la société RTE

[2] Délibération n°2018-005 de la CRE du 11 janvier 2018 portant décision sur le maintien de la certification de la société RTE

[3] Délibération n°2020-172 de la CRE du 2 juillet 2020 portant décision sur le maintien de la certification de la société RTE

[4] Délibération n°2022-61 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

Par une nouvelle délibération du 27 avril 2023[5], 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 19 mars 2026[6]. La CRE se prononce également sur la conformité aux exigences posées par les dispositions des articles L. 111-29, L. 111-30 et L. 111-33 du code de l'énergie des propositions de nomination ou de reconduction des membres du directoire de RTE[7] ainsi que du président du directoire de RTE[8]. Il en va de même s'agissant des propositions de nomination ou de reconduction au sein de la minorité du conseil de surveillance de RTE avec deux délibérations en 2025[9] et une délibération au premier semestre 2026[10]. Enfin, la CRE a adopté le 27 mars 2026 une délibération portant décision relative à la proposition de nomination du président du directoire de la société RTE dans ses fonctions[11].

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 son EVI, ainsi que les sociétés contrôlées par l'EVI. 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 aux dispositions de l'article L. 111-17 du code de l'énergie, la CRE contrôle la conformité des accords commerciaux et financiers avec les conditions du marché et les approuve le cas échéant. Elle s'assure également que les services fournis par RTE à l'EVI le sont conformément aux dispositions de l'article L. 111-18 du code de l'énergie.

Au cours de l'année 2025, 43 contrats conclus entre RTE et l'EVI ou entre RTE et les sociétés contrôlées par l'EVI ont été approuvés par la CRE, dont 6 d'entre eux ont fait l'objet d'une délibération d'approbation. S'agissant des 37 contrats restants, ils ont été approuvés selon la règle du « silence vaut approbation ».

La CRE a adopté le 10 février 2026 une délibération portant (i) orientation relative aux modalités d'approbation de certains contrats conclus entre RTE et l'EVI ou les sociétés contrôlées par l'EVI qui seront réputés approuvés selon certaines conditions ainsi que (ii) décision de modification des délibérations portant approbation de certains contrats prévus aux articles L. 111-17 et L 111-18 du code de l'énergie[12].

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

---

[5] Délibération n°2023-115 de la CRE du 27 avril 2023 portant maintien de la certification de la société RTE

[6] Délibération n°2026-65 de la CRE du 19 mars 2026 portant décision relative à la proposition de nouvelle liste des emplois des dirigeants de RTE et de nouvelle liste des emplois de la « majorité » des dirigeants

[7] Délibération n°2025-168 de la CRE du 24 juin 2025 portant décision relative à la proposition de nomination ou de reconduction des membres du directoire de la société RTE

[8] Délibération n°2025-154 de la CRE du 10 juin 2025 portant décision relative à la proposition de reconduction de Monsieur Xavier Piechaczyk dans les fonctions de président du directoire de la société RTE

[9] Délibération n°2025-47 de la CRE du 6 février 2025 portant décision relative à la proposition de nomination d'un membre de la minorité du Conseil de surveillance de RTE et Délibération n°2025-179 de la CRE du 10 juillet 2025 portant décision relative à la proposition de reconduction des membres de la minorité du conseil de surveillance de RTE

[10] Délibération n°2026-66 de la CRE du 19 mars 2026 portant décision relative à la proposition de nomination d'un membre de la minorité du conseil de surveillance de RTE

[11] Délibération n°2026-71 de la CRE du 27 mars 2026 portant décision relative à la proposition de nomination de Madame Emilie Piette dans les fonctions de présidente du directoire de la société RTE

[12] Délibération n°2026-46 de la CRE du 10 février 2026 portant orientation relative aux modalités d'approbation des contrats conclus entre la société RTE et l'entreprise verticalement intégrée (EVI) ou les sociétés contrôlées par l'EVI et modification de délibérations portant approbation de certains contrats visés aux articles L. 111-17 et L. 111-18 du code de l'énergie

autres sociétés de l'EVI, sous réserve des compétences propres à la CRE. Par une décision du 1er février 2024[13], 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 1er avril 2024. La CRE s'est assurée de son indépendance, de ses compétences professionnelles et des conditions contractuelles régissant son mandat, qui lui permettent, selon l'analyse de la CRE, d'exécuter toutes ses missions. Le responsable de la conformité a notamment pour responsabilités de vérifier que RTE respecte les engagements du code de bonne conduite, de produire un rapport annuel sur la mise en œuvre de ce code qu'il transmet à la CRE, de contrôler la bonne exécution du schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité et d'informer immédiatement la CRE de tout projet de décision reportant ou supprimant la réalisation d'un investissement prévu dans ce schéma décennal, ainsi que de toute question concernant l'indépendance du GRT.

Par ailleurs, en application des dispositions de l'article L. 134-15 du code de l'énergie, la CRE a publié la 14e 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 2026. La CRE considère qu'entre 2023 et 2025, 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.

La transmission d'un retour d'expérience détaillé du nouvel outil de formation en ligne au code de bonne conduite et d'indépendance déployé, la mise en place en cours d'une convention-cadre pour la filiale RTE immobilier et la mise à jour des lignes directrices en matière de participation de ses salariés aux évènement internes ou organisés avec des sociétés de l'EVI font notamment partie des avancées mises en avant dans le rapport.

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

- demander à RTE de lui transmettre une proposition de critères permettant de qualifier un contrat en accord commercial et financier selon les dispositions de l'article L. 111-17 du code de l'énergie, ainsi qu'une liste des contrats qui sont exclus de cette qualification ;
- examiner la pertinence du contrat « limite de propriété » conclu entre RTE et EDF, notamment dans le contexte de la conclusion de nouvelles conventions de raccordement avec les producteurs historiques.

La CRE réalisera pour la période 2026-2027 une nouvelle analyse approfondie du respect de ces dispositions réglementaires.

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

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

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

A ce titre, la CRE a approuvé les propositions de nomination de responsables de la conformité de GreenAlp et SER au cours de l'année 2025 et du premier semestre 2026.

En outre, la CRE a dressé, dans la 14e édition de son rapport sur le respect des codes de bonne conduite et sur l'indépendance des gestionnaires de réseaux (RCBCI) publiée en mai 2026, un bilan 2023-2025 plutôt positif, bien que perfectible en matière d'indépendance et de respect des codes de bonne conduite des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité et de gaz. La CRE a constaté un niveau de conformité élevé pour les grands opérateurs nationaux, même si divers sujets appellent encore des

[13] Délibération n°2024-28 de la CRE du 1er février 2024 portant approbation de la proposition de nomination du responsable de la conformité de la société RTE (non publique)

améliorations, notamment en matière de communication ou de dialogue de gestion. La CRE a également noté qu'en dépit de progrès notables, la mise en œuvre de l'indépendance reste encore trop limitée dans les ELD étudiées, ce qui interroge alors que la concurrence sur le segment des petits consommateurs résidentiels et petits professionnels peine à se développer.

A l'occasion de l'élaboration de la 14e édition du RCBCI, la CRE a formulé les principaux constats et recommandations suivants :

- En matière de raccordement des IRVE, la CRE a constaté une amélioration des pratiques d'Enedis et des processus mis à disposition dans cette activité, et un nombre limité d'écarts résiduels. La CRE a ainsi demandé à Enedis de poursuivre le déploiement des actions entreprises afin de résorber ces écarts résiduels ;
- En ce qui concerne le dialogue de gestion entre GR et maisons-mères, la CRE a relevé que certains opérateurs entretiennent avec leur maison-mère des échanges d'informations financières d'un niveau de détail excessif, susceptibles de porter atteinte aux exigences d'indépendance et de neutralité. La CRE leur a demandé de mettre en place de conventions formalisées encadrant la nature, la granularité et la fréquence des informations transmises pour les opérateurs n'en ayant pas, et la mise à jour des conventions existantes pour les autres ;
- Enfin, s'agissant de la mise en œuvre insuffisante des principes d'indépendance par les ELD, vis-à-vis du fournisseur historique et/ou de leur maison-mère, la CRE a notamment demandé aux GRD concernés de ne plus recourir à la maison-mère / au fournisseur pour les activités relevant de la gestion client, et de veiller à avoir la capacité de disposer d'outils et bases de données propres et cloisonnées, dont les évolutions seraient pilotées par eux seuls.

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 7 HTA-BT[14] 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 sept indicateurs suivis par la CRE.

L'évolution des indicateurs incités est présentée dans les figures ci-dessous. Ils traduisent globalement une amélioration de la qualité d'alimentation sur l'ensemble du réseau d'Enedis entre les années 2017 et 2025, en particulier pour la fréquence de coupure, malgré une dégradation marquée en 2025 liée à l'intégration de la nouvelle chaîne communicante Linky qui comptabilise une fréquence plus importante de coupures à performance équivalente.

On observe également une très forte corrélation entre la qualité d'alimentation et l'occurrence d'évènements météorologiques intenses. Ainsi, les années 2020 et 2021, calmes sur le plan météorologique, ont entrainé une amélioration significative de la durée de coupure en basse tension (critère B) et de la durée de coupure en HTA (critère M), tandis que les années 2023 et 2024, marquées

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

par la multiplication des évènements climatiques d'ampleur (tempêtes Ciarán, Domingo et Caetano notamment) ont entrainé une nette dégradation de ces deux mêmes indicateurs. Bien que l'année 2025 ait été marquée par des évènements climatiques significatifs, la montée en puissance des programmes patrimoniaux d'Enedis (plan aléas climatiques notamment) et la gestion de la végétation ont permis d'en contenir les effets.

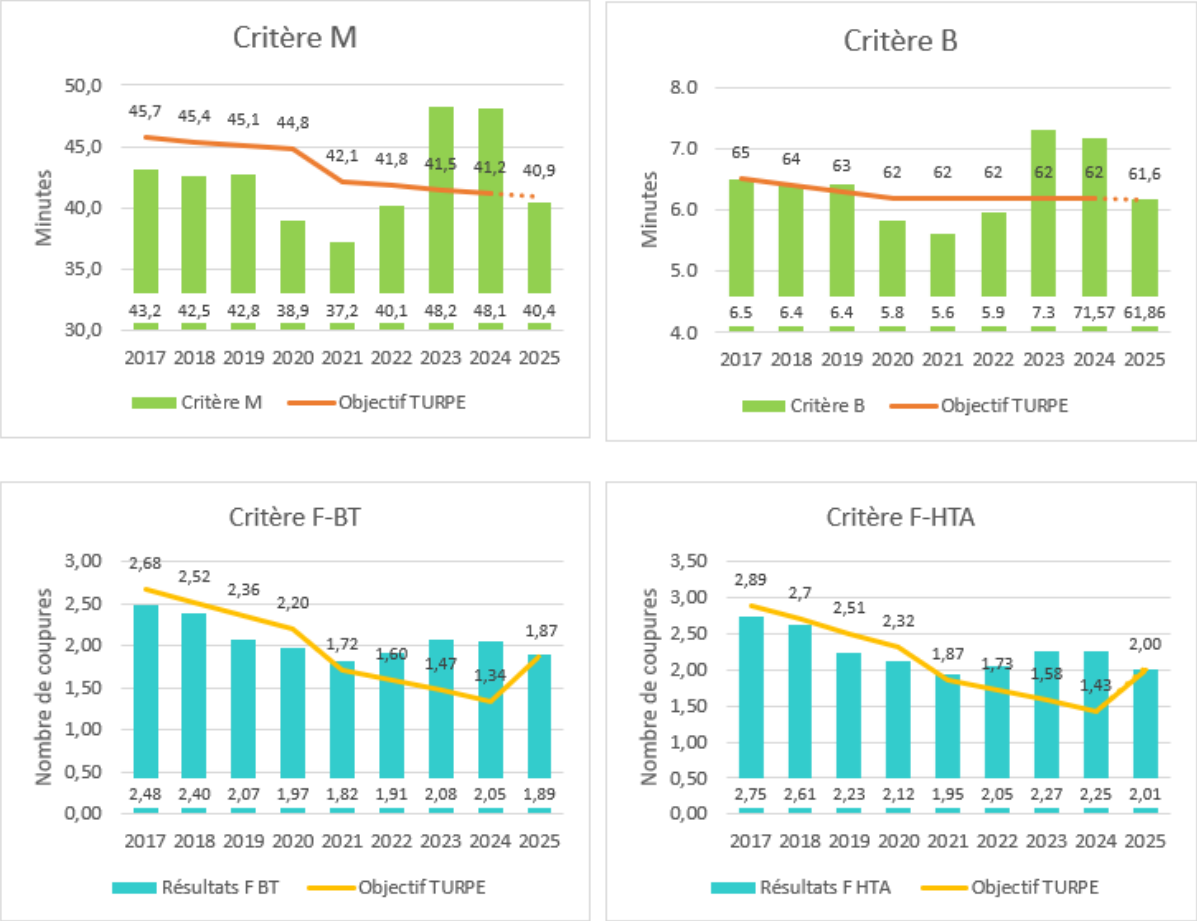


Figure 1 Alimentation sur l'ensemble du réseau

La délibération relative au TURPE 7 HTA-BT d'Enedis prévoit un plafonnement global de l'incitation à +/- 91 M€.

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

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

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

Pour le TURPE 6 HTB[15], les niveaux cibles ont été fixés à 2,8 min pour le TCE et 0,46 pour la fréquence de coupure, la force de l'incitation est valorisée à 75 % de l'Energie Non Distribuée et un plafond de la prime/pénalité de 45 M€ est appliqué, afin de couvrir l'opérateur de risques extrêmes.

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

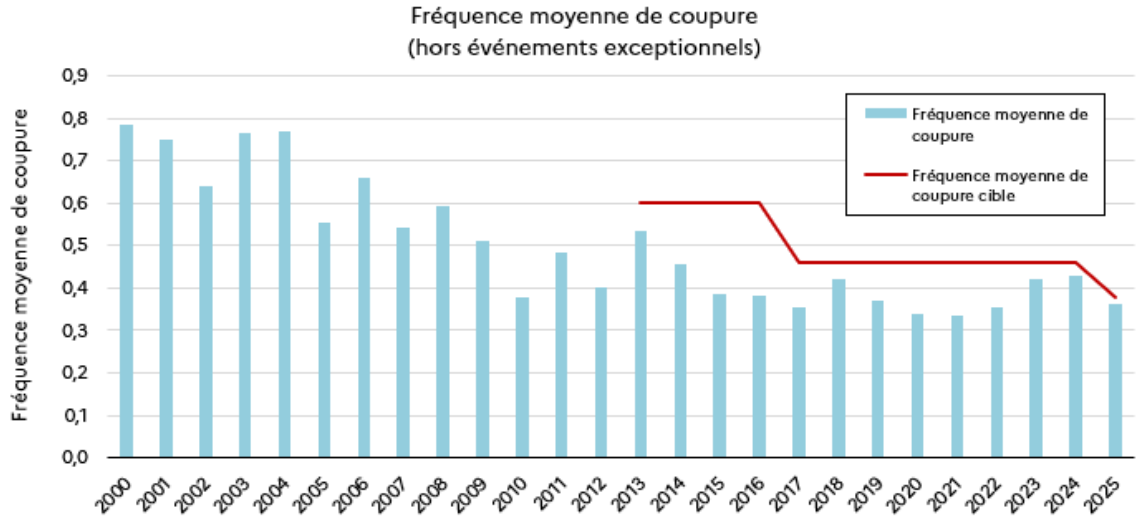


Figure 2 Fréquence moyenne de coupure

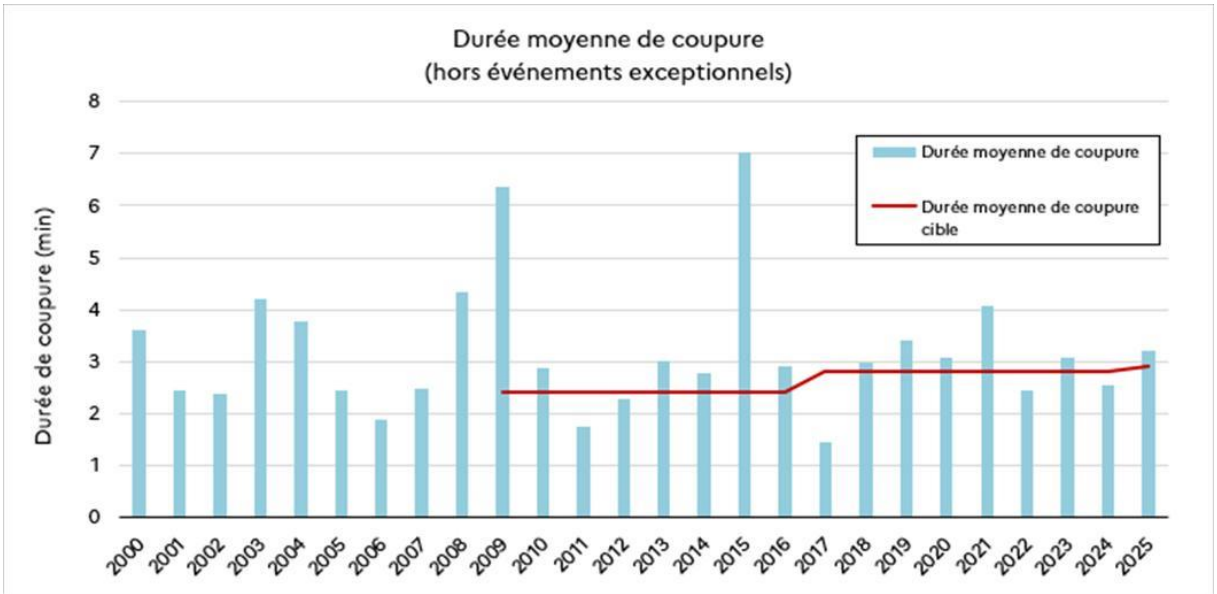


Figure 3 Durée moyenne de coupure

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

Le niveau atteint par RTE sur les dix dernières années a été en moyenne meilleur que l'objectif pour la fréquence moyenne de coupure et moins bon que l'objectif pour le temps de coupure équivalent. Dans sa délibération TURPE 7[16], la CRE a ainsi fixé les deux objectifs au niveau de l'historique des dix

[15] 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)

[16] Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 13 mars 2025 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (TURPE 7 HTB)

dernières années. Pour la période du TURPE 7, le temps de coupure équivalent et la fréquence moyenne de coupure cibles sont fixés à, respectivement, 2,9 min/an et 0,38 coupure/an.

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

2.1.2.1.2 Le mécanisme de pénalité pour les coupures longues

Le TURPE 7 HTA-BT d'Enedis prévoit un 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 2025, les pénalités versées par Enedis aux clients résidentiels ont représenté un montant total de 94,7 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 doivent être proportionnels aux montants des pénalités normales et ne peuvent être inférieurs à 10 % de ces montants. Les montants des pénalités normales restent 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 7, ce dispositif prévoit une couverture par le TURPE HTB du remboursement de ces indemnités sur la base d'une trajectoire de 1,4 M€/an et une inclusion au compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) de la part des remboursements excédant 6,5 M€/an.

2.1.2.1.3 L'incitation à une meilleure qualité de service

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

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

Concernant la continuité d'alimentation, la CRE a reconduit avec le TURPE 7, pour Enedis, des incitations financières sur la durée moyenne de coupure aux niveaux de tension BT et HTA, ainsi que sur les fréquences moyennes de coupure en HTA et en BT. Les objectifs fixés à Enedis sur ces indicateurs ont été modifiés pour tenir compte de la performance d'Enedis durant la période TURPE 6, mais également l'intégration de la nouvelle chaine communicante Linky. De plus, afin de limiter le risque financier pour Enedis lié à la mise en place des quatre incitations susmentionnées, un plafond/plancher

global des incitations financières (bonus/malus) supportées par l'opérateur a été fixé, en TURPE 6, à ± 83 M€ pour neutraliser l'impact des performances extrêmes qui se produisent moins de 1 % du temps. Celui-ci a été réhaussé de 10 % en TURPE 7. La CRE incite aussi les ELD desservant plus de 100 000 utilisateurs et EDF SEI à mettre en place les indicateurs suivis par Enedis. Jusqu'au 31 décembre 2019, la définition d'un évènement exceptionnel utilisée pour EDF SEI était la même que celle utilisée par Enedis. À partir de 2020 celle-ci est modifiée pour être en adéquation avec les spécificités de son territoire de desserte[17].

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

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

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

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

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

La performance d'Enedis sur l'année 2025 est contrastée et entraine un malus global de -30,6 M€ sur la globalité des régulations incitatives relatives à la qualité de service, celles-ci se décomposent entre les indicateurs relatifs à la qualité de service 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. Sur ces indicateurs Enedis supporte un malus de -35,1 M€ qui est principalement dû à une mauvaise performance sur l'indicateur mesurant le taux de respect de l'envoi de la proposition de raccordement et sur le délai moyen de réalisation des raccordements sur toutes les catégories, hormis les IRVE en résidentiel collectif. 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 -27,3 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, est majoritairement très satisfaisante et entraine un bonus de 12,4 M€ pour Enedis. La performance 2025 est en amélioration mais n'atteint pas totalement les cibles, notamment pour le taux de publication des index mensuels. Enedis n'atteint pas non plus l'objectif de 0,4 % pour les compteurs sans index télérelevé (0,5 %, soit -1,2 M€), en raison notamment de perturbateurs CPL, malgré des progrès sur cet indicateur.

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.

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

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

Pour la période du TURPE 7 HTB, la qualité de service (en dehors de la régulation incitative sur le raccordement) de RTE est suivie au travers 16 indicateurs :

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

Parmi ces 16 indicateurs, deux sont incités financièrement : le taux de disponibilité de la plateforme Portail Services de RTE, ainsi que la qualité des prévisions de consommation et de production renouvelable terrestre en entrée de la fenêtre opérationnelle.

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

La délibération du 5 janvier 2023[18] avait déjà introduit une incitation financière sur le taux de transmission des PTF dans les délais. Pour TURPE 7, la CRE a décidé de maintenir cette incitation, en adaptant les cibles, et d'introduire une incitation financière sur trois nouveaux indicateurs :

- nombre d'études exploratoires remises dans un délai supérieur à 12 semaines ;
- taux de respect des délais inscrits dans la convention de raccordement ;
- capacité créée dans le cadre des S3REnR.

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

- Délais et coûts de raccordement :
  - Taux de respect des délais inscrits dans la PTF ;
  - Taux de respect des coûts inscrits dans la convention de raccordement ;
  - Taux de respect des coûts inscrits dans la PTF (+/-15 %) ;
  - Délais moyens de raccordement entre la signature de la convention de raccordement et la mise à disposition du raccordement ;
  - Délais moyens de raccordement entre la signature de la PTF et la mise à disposition du raccordement.

- Délais de transmission des études préalables au raccordement :
  - Délai moyen de remise des études d'insertion ;
  - Nombre de PTF transmises dans un délai supérieur à 6 mois ;
  - Délai moyen de remise des études exploratoires.

- Outil de visualisation Caparéseau :
  - Nombre de réclamations sur la plateforme Caparéseau ;
  - Taux de traitement des réclamations de la plateforme Caparéseau.

2.1.2.2 Le système de comptage évolué d'Enedis

Le projet Linky a consisté à remplacer le parc de compteurs du marché de masse (BT ≤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, plus de 39 millions de compteurs ont été posés sur la zone de desserte d'Enedis.

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

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

2.1.2.3.1 Les délais de raccordement

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

Il est précisé que dans le cas d'une installation d'une puissance installée inférieure ou égale à 3 kVA, le délai de raccordement ne peut excéder un mois à compter de l'acceptation de la convention de raccordement par le demandeur. Des indemnités, précisées à l'article R. 342-3 du code de l'énergie, sont prévues pour le demandeur du raccordement en cas de dépassement de ce délai. Il s'agit d'une pénalité de 50 € en cas 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 1er avril 2016 sans que la CRE n'ait été saisie pour avis.

Le décret n°2016-1316 du 5 octobre 2016 fixant le barème des indemnités dues en cas de dépassement du délai de raccordement d'une installation de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable d'une puissance installée supérieure à 3 kVA, pour lequel la CRE a rendu un avis favorable sous réserve de la prise en compte de certaines modifications le 14 septembre 2016[19], 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 con- cerné mais résulte de la réalisation d'un risque que celui-ci assume aux termes de la convention de raccordement. Lorsque la cause du retard est imputable au gestionnaire de réseau, ce dernier est redevable d'une part de ces indemnités, dans la limite d'un pourcentage et d'un plafond sur l'ensemble des installations par année civile, fixés par arrêté du ministre chargé de l'énergie, après avis de la Commission de régulation de l'énergie.* ».

Un décret en Conseil d'Etat mentionné du 26 avril 2017 fixe le barème d'indemnisation en cas de dépassement du délai de raccordement au réseau de transport d'une installation de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable en mer. La CRE a rendu un avis sur ce décret le 9 mars 2017[20]. [21]. Par ailleurs, l'article L. 342-10 du code de l'énergie prévoit que *« les avaries ou dysfonctionnements des ouvrages de raccordement des installations de production en mer entraînant une limitation partielle ou totale de la production d'électricité à partir d'énergie renouvelable donnent lieu au versement d'indemnités au producteur par le gestionnaire de réseau, sauf exception prévue par un décret pris après avis de la Commission de régulation de l'énergie. Les modalités d'application du présent article sont précisées par le même décret.* »

Le décret mentionné est celui du 30 mars 2018 fixant le barème d'indemnisation en cas de dépassement du délai de raccordement au réseau public de transport d'électricité d'une installation de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable implantées en mer dont le coût est supporté par le gestionnaire de réseau et en cas d'avarie ou de dysfonctionnement affectant la partie terrestre ou maritime des ouvrages de raccordement des installations de production en mer. Il a été mis à jour par le décret n°2022-315 du 3 mars 2022 sur lequel la CRE a rendu un avis le 9 décembre 2021[22].

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*

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

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

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

[22] 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

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 résilience[23] a introduit un dispositif de préfinancement par les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) lorsque le propriétaire ou le syndicat de copropriété fait appel au gestionnaire de réseau de distribution (GRD) d'électricité pour l'installation d'infrastructures collectives relevant du réseau public d'électricité permettant l'installation ultérieure de points de recharge pour les véhicules électriques, appelées également colonnes horizontales. Ce dispositif permet le report de la facturation de la contribution normalement due par la copropriété au titre de l'ouvrage collectif sur les seuls utilisateurs demandant leur raccordement à cet ouvrage collectif par un branchement individuel via une quote-part de la contribution totale.

Le décret n° 2022-1249 du 21 septembre 2022, codifié aux articles D. 353-12 et suivants du code de l'énergie et aux articles D. 342-4-14 et suivants du même code, prévoit des indemnités de retard applicables dans le cadre de la solution préfinancée. Au-delà du délai le plus court entre (i) le délai mentionné au premier alinéa de l'article L. 342-3-1 du code de l'énergie, soit un délai de 6 mois à compter de la date d'acceptation par le demandeur de la convention de raccordement et (ii) le délai précisé par la convention de raccordement, le GRD est tenu de verser au propriétaire ou au syndicat des copropriétaires une indemnité de 0,55 % du coût total HT de l'infrastructure collective par semaine calendaire de dépassement. La CRE a rendu le 19 mai 2022 un avis[24] favorable sur ce décret. Par sa délibération du 21 juin 2023[25], la CRE a étendu ce dispositif aux installations raccordées en dehors de la solution préfinancée, afin que les GRD supportent une incitation cohérente, quelle que soit la solution de raccordement retenue par la copropriété

La CRE a mis en place dans la délibération TURPE 6 une régulation incitative sur les délais de réalisation des travaux de raccordement. Ce délai est calculé entre l'accord du client sur le devis proposé par Enedis et la facturation à l'issue des travaux de raccordement. Un indicateur similaire a été mis en place pour certaines ELD, notamment EDF SEI, Gérédis et EDM.

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

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

La hausse des plafonds de bonus et malus a été supérieure à l'évolution du revenu autorisé, du fait de l'enjeu majeur que représente la réduction des délais de raccordement. Les plafonds des bonus ont été fixés au même niveau que ceux des malus afin d'inciter Enedis à réduire davantage ces délais de

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

[24] 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

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

raccordement. Ainsi, les plafonds financiers de la régulation incitative du raccordement ont été augmentés, à ±52 M€/an.

Les indicateurs de raccordement d'Enedis sont en dégradation entre 2025 et 2026, à l'exception de l'indicateur concernant les raccordements en soutirage en BT ≤ 36 sans extension de réseau.

Indicateur de raccordement (jours)	Résultat 2025		Incitation (M€)
	Obj.	Rés.	
Raccordements individuels en soutirage BT ≤ 36 sans extension de réseau	59	67	*-6,2*
Raccordements BT ≤ 36 kVA avec extension du réseau et en soutirage BT > 36 kVA avec et sans extension du réseau (hors raccordements des IRVE en résidentiel collectif) ;	142	177	*-5,5*
Raccordements collectifs	185	251	*-3,5*
Raccordements IRVE en résidentiel collectif	-	-	*0,9*
Raccordements IRVE en résidentiel collectif – solution Enedis	185	223	*-0,1*
Raccordements IRVE en résidentiel collectif – solution opérateur privé	142	110	*1,0*
Raccordements en soutirage sur le réseau HTA	250	296	-7,0
Raccordements en production BT > 36kVA et HTA	280	332	-6,0

Figure 4 Indicateurs de raccordement

Concernant les indicateurs catégorie « soutirage BT ≤ 36 kVA avec extension & soutirage BT > 36 kVA avec et sans extension » et « raccordement collectif horizontal hors IRVE & raccordement collectif vertical », la Délibération tarifaire avait fixé ses objectifs en partant du constat que, durant la période TURPE 6, la dégradation continue observée auparavant s'était interrompue au profit d'une amélioration des délais. L'enjeu étant alors de poursuivre l'optimisation, en tenant compte des performances déjà atteintes, en partant du dernier niveau réalisé et en appliquant la baisse tendancielle observée. Sur ces deux catégories, la performance d'Enedis s'est dégradée en 2025 avec des délais plus longs.

Pour les consommateurs en soutirage BT ≤ 36 kVA avec extension & soutirage BT > 36 kVA avec et sans extension, cet indicateur est passé de délais de 164 à 177 jours entre 2024 et 2025, engendrant un malus de -5,5 M€ (l'objectif du TURPE 7 étant de 142 jours de délais).

La tendance est la même pour les consommateurs en raccordement collectif horizontal hors IRVE & raccordement collectif vertical, passant de 208 à 251 jours de délais dans la même période alors que l'objectif prévisionnel était de 185 jours de délai en 2025, ce qui engendre un malus de -3,5 M€. La dégradation est notamment liée à la résorption du stock des affaires longues. En particulier, pour cette dernière catégorie, le retard des promoteurs sur leurs chantiers pénalise fortement le délai du raccordement.

Cependant, ce même indicateur concernant les consommateurs individuels ≤ 36 kVA & sans extension de réseau s'est stabilisé à 67 jours en 2025 est éloigné de l'objectif de 59 jours, ce qui engendre un malus de -6,2 M€. Enedis explique que les trajectoires cibles sont très exigeantes.

Sur la catégorie « Raccordements IRVE en résidentiel collectif – solution opérateur privé », Enedis atteint la cible de TURPE 7. Enedis réalise un délai moyen de 110 jours pour les opérateurs privés alors que la cible du TURPE 7 était de 142 jours, résultant un bonus de 1 M€ pour Enedis. Enedis note une instabilité de la performance liée au panier des affaires. En effet, cet indicateur regroupe plusieurs types d'affaires avec des niveaux de complexité hétérogènes.

Sur la catégorie « Raccordements IRVE en résidentiel collectif - solution réseau électrique auto par Enedis », Enedis note que les affaires IEP ont été intégrées dans le périmètre des affaires comptabilisées dans la régulation incitative. En effet, la fin de la migration d'IEP vers RACING prévue initialement fin juin 2025 a été reportée au T2 2026. De ce fait, il a été décidé d'intégrer les affaires IEP identifiées dans la catégorie Réseau électrique auto, en plus des affaires RACING pour le calcul du délai de raccordement correspondant. La prise en compte des affaires IEP nécessite une intégration manuelle plus lourde, qui a été réalisée pour le T4 2025. De ce fait, Enedis n'atteint pas les objectifs du TURPE 7, avec un délai de 223 jours au lieu de l'objectif fixé de 185 jours engendrant un malus de -0,1 M€.

Dans la Délibération tarifaire, la CRE avait demandé à Enedis, à la suite de performances moins bonnes qu'attendu pendant la période TURPE 6, de mettre en œuvre les actions nécessaires pour mieux anticiper la volumétrie de ces raccordements et réduire les délais de raccordement. La CRE avait fixé des objectifs en partant du dernier délai réalisé (247 jours en 2023) et en visant un niveau final proche des délais atteints en fin de période TURPE 5 pour les raccordements en soutirage sur le réseau HTA et les raccordements producteurs pour les installations BT > 36 kVA et HTA.
Concernant la catégorie « raccordements en soutirage sur le réseau HTA », le résultat s'écarte de la cible de RI, jugée exigeante, avec un impact particulièrement marqué lié au traitement des affaires longues engendrant un malus de -7 M€.

Pour la catégorie « raccordement en production BT > 36 kVA et HTA », le résultat présente également un écart significatif avec une cible de RI considérée comme ambitieuse, compte tenu de la hausse prévisible du volume d'affaires dans cette catégorie, engendrant un malus de -6 M€.

Ces performances génèrent globalement un malus important pour Enedis de -27,3 M€.

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

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

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

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

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

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

La CRE a défini le cadre de mutualisation par sa délibération du 7 novembre 2024[26] après une consultation public réalisée du 17 juillet au 16 septembre 2024. A ce stade, la CRE a validé cinq zones de mutualisation (Dunkerque, Le Havre, Port-la-Nouvelle, Loire Estuaire et Plan de Campagne) et devrait être saisie prochainement pour d'autres zones.

L'état des lieux des zones est le suivant :

- Loire Estuaire, validée par la CRE en décembre 2024[27] (mise en service d'une partie de la capacité en 2030 puis en 2031). La capacité créée est de 1150 MW et la quote-part s'élève après réfaction (70% à la charge des industriels) à 127,77 k €/MW.
- Le Havre Port-Jérôme, validée par la CRE en novembre 2025[28] (capacité disponible en 2029). La capacité créée est de 1500 MW et la quote-part s'élève après réfaction à 77 k €/MW.
- Plan de Campagne, près de Marseille, validée par la CRE en décembre 2025[29] (mise en service d'une partie de la capacité en 2030 puis en 2032). La capacité créée est de 550 MW et la quote-part s'élève après réfaction à 92,5 k €/MW.
- Dunkerque, validée par la CRE en janvier 2026[30] (capacité disponible en 2029). La capacité créée est de 5200 MW et la quote-part s'élève après réfaction à 42 k €/MW.
- Port-la-Nouvelle, près de Narbonne, validée par la CRE en mai 2026[31] (mise en service d'une partie de la capacité en 2031 puis en 2034). La capacité créée est de 310 MW et la quote-part s'élève après réfaction à 156,26 k €/MW.

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

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

Dans ce contexte, et en application des dispositions de l'article 13 du cahier des charges du réseau de transport[32], la CRE a approuvé le 7 mai 2025[33] la création de cette nouvelle procédure, dite « fast track », qui permet d'accélérer le raccordement, à horizon 2028-2029, des consommateurs de très forte puissance (entre 400 MW et 1 GW) au réseau très haute tension (400 kV) de RTE.

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

---

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

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

[28] Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 18 novembre 2025 portant décision sur l'anticipation et la mutualisation des raccordements des consommateurs et des gestionnaires de réseaux publics de distribution au réseau public de transport d'électricité dans la zone du Havre Port Jérôme

[29] Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 décembre 2025 portant décision sur l'anticipation et la mutualisation des raccordements des consommateurs et des gestionnaires de réseaux publics de distribution au réseau public de transport d'électricité dans la zone de Plan de Campagne

[30] Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 27 janvier 2026 portant décision sur l'anticipation et la mutualisation des raccordements des consommateurs et des gestionnaires de réseaux publics de distribution au réseau public de transport d'électricité dans la zone de Dunkerque

[31] Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 07 mai 2026 portant décision sur l'anticipation et la mutualisation des raccordements des consommateurs et des gestionnaires de réseaux publics de distribution au réseau public de transport d'électricité dans la zone de Port-la-Nouvelle

[32] Annexe au troisième avenant en date du 30 octobre 2008 à la convention du 27 novembre 1958 portant concession à la société Réseau de Transport d'Électricité du réseau public de transport d'électricité.

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

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

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

La CRE a approuvé le projet de modèle de convention de raccordement le 24 juin 2025.[34]

L'État a demandé à RTE de préréserver des capacités dans 5 sites propices :

- une capacité de 700 MW le site du Parc d'activité des Soufflantes (commune d'Escaudain – département du Nord, Hauts-de-France) ;
- une capacité de 700 MW sur le site de la ZAC des Bordes (commune de Fouju – département de la Seine et Marne, Ile-de-France) ;
- une capacité de 700 MW sur le site de l'ancienne centrale d'EDF de Montereau à Vernou-la-Celle-sur-Seine et La-Grande-Paroisse (département de la Seine et Marne, Ile-de-France) ;
- une capacité 1 GW sur le site de la ZAC du Bosquel (commune du Bosquel – département de la Somme).
- une capacité de 700 MW sur le site de la zone « Grande Industrie » du Grand Port Maritime de Dunkerque (commune de Bourbourg – département du Nord, Hauts-de-France)

Quatre lauréats ont été sélectionnées en juin 2026, un processus est en cours pour le site de la zone du Grand Port Maritime de Dunkerque. De nouveaux sites propices pourraient être annoncés pour l'application de cette procédure dans le courant de l'année.

2.1.2.3.4 Incitation au bon dimensionnement des demandes de raccordement

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

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

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

La CRE a défini dans sa délibération de décembre 2024[35] ces modalités en s'appuyant sur les réponses reçues à ses deux consultations publiques organisées en avril et juillet 2024. Les modalités retenues incitent les utilisateurs à dimensionner au mieux leur puissance de raccordement en soutirage. La CRE assouplit le dispositif par rapport aux propositions formulées dans les consultations publiques au bénéfice, notamment, des acteurs ayant une dynamique de développement. Par ailleurs, l'arrêté du 14 novembre 2024[36] définit que les réseaux de distribution d'électricité, les installations nucléaires de base, les réseaux de transport de gaz naturel, les infrastructures de stockage de gaz naturel et les installations de gaz naturel liquéfié ainsi que toutes les installations en basse tension ne sont pas soumises au dispositif.

Les modalités définies par la CRE sont entrées en vigueur le 1er août 2025. Les gestionnaires de réseau ont précisé les règles détaillées de mise en œuvre de cette réforme après des concertations relatives à

[34] Délibération de la CRE du 24 juin 2025 portant approbation du modèle de convention de raccordement d'une installation de consommation dans le domaine de tension HTB3 sur des sites propices préalablement identifiés

[35] Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 18 décembre 2024 portant décision sur les modalités d'évolution de la puissance de raccordement électrique en soutirage des installations et les modalités d'indemnisation

[36] Arrêté du 14 novembre 2024 relatif aux catégories d'installations soumises aux dispositions de l'article L. 342-24 du code de l'énergie

l'évolution de leur documentation technique de référence notamment dans leurs modèles de contrats d'accès aux réseaux approuvés par la CRE en application de l'article L. 111-91 du code de l'énergie.

2.1.2.3.5 Offres de raccordement optimisées à gabarit

Le stockage de l'électricité, dont le coût a fortement baissé notamment pour les batteries, est une solution pertinente pour mieux intégrer les énergies renouvelables, répondre aux besoins d'équilibrage du système électrique ou traiter les congestions locales des réseaux. À ce titre, RTE met en œuvre depuis 2024 les offres de raccordement optimisées (ORO), qui permettent un raccordement des installations de stockage plus rapide et moins couteux en contrepartie de l'engagement de moduler leurs soutirages ou leurs injections en fonction des besoins du réseau.

La procédure de raccordement au RPT en vigueur permet aux clients de demander une ORO, mais celles-ci ont comme caractéristique que les limitations en injection et soutirage sont définies au cas par cas par RTE en fonction des contraintes locales du réseau.

Ayant constaté que l'une des principales difficultés rencontrées par les acteurs concernant les ORO est l'absence de prévisibilité sur la forme et la fréquence des contraintes, la CRE a demandé à RTE dans sa délibération du 13 mars 2025 relative au tarif d'utilisation des RPT[37] la mise en place d'ORO « à gabarit » pour le raccordement des installations de stockage. Ces gabarits, définis ex ante, prennent la forme d'un calendrier horo-saisonnalisé avec des plages pendant lesquelles l'injection (ou le soutirage respectivement) est interdite, afin de ne pas aggraver les contraintes déjà présentes sur le réseau. Le reste du temps, l'installation de stockage peut fonctionner librement.

Dans ce cadre, RTE a souhaité faire évoluer la procédure de traitement des demandes de raccordement au RPT, notamment afin d'y ajouter la possibilité de formuler une demande de raccordement « à gabarit » sur des postes électriques identifiés dans la carte de capacité de raccordement des batteries sur le RPT publiée par RTE.

RTE a mené, dans le cadre du Comité des utilisateurs du réseau public de transport d'électricité (ci-après « CURTE »), une concertation sur une nouvelle procédure qui s'est déroulée sur deux séances – le 11 juin et le 10 juillet 2025, et a organisé une consultation sur ce projet de procédure du 25 août au 12 septembre 2025. RTE a reçu 12 réponses à la consultation.

RTE a soumis le 29 octobre 2025 à l'approbation de la CRE le projet de procédure, accompagné du bilan de la concertation organisée au sein du CURTE. RTE a également transmis à la CRE les projets de modèle de PTF, de dispositions spécifiques et de règles techniques transitoires de conception et de fonctionnement pour le raccordement au RPT d'une Installation de Stockage, qui ne sont pas approuvés par la CRE, mais ont fait partie de la concertation et de la consultation mentionnées précédemment.

Le 9 octobre 2025, RTE a publié sur son site internet la liste des postes éligibles à ces futures ORO « à gabarit » pour un total d'environ 1 GW de nouvelle capacité de raccordement disponible pour des nouveaux stockages.

La publication de ces zones à gabarit a entrainé quasi-instantanément un très grand nombre de demandes de raccordement qui ont immédiatement et largement dépassé les capacités indiquées.

Face à ce constat, la CRE a organisé une consultation publique du 12 décembre 2025 au 7 janvier 2026[38] relative à des modalités spécifiques d'envoi des propositions techniques et financières (PTF) de raccordement dans les zones à gabarit où un très grand nombre de demandes est réalisé dans un très court laps de temps à la suite de la publication d'une liste de postes éligibles par RTE. La CRE a reçu 27 contributions de 31 acteurs en réponse à cette consultation.

À la suite de cette consultation, RTE a saisi la CRE le 3 février 2026, à sa demande, d'un nouveau projet de procédure intégrant des modalités spécifiques d'envoi des PTF dans les zones à gabarit prenant en compte les réponses des acteurs à la consultation.

[37] Délibération 2025-77 de la CRE du 13 mars 2025 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (TURPE 7 HTB)

[38] Consultation publique n°2025-15 du 11 décembre 2025 relative à la procédure de traitement des demandes de raccordement des installations de stockage au réseau public de transport d'électricité dans les zones à gabarit

La CRE a approuvé dans sa délibération du 4 février 2026[39] la nouvelle procédure de traitement des demandes de raccordement au RPT soumise par RTE introduisant l'offre de raccordement optimisée à gabarit.

2.1.2.3.6 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 2017[40].

L'arrêté du 30 novembre 2017 a été modifié par l'arrêté du 22 mars 2022 sur lequel la CRE a rendu un avis le 16 décembre 2021[41].

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 allez jusqu'à 60 % pour les producteurs renouvelables d'une puissance inférieure à 500 kW; et
- d'un taux de réfaction pouvant aller jusqu'à 80 % des coûts de remplacement ou d'adaptation d'ouvrages existants ou de création de canalisations en parallèle à des canalisations existantes afin d'en éviter le remplacement, rendus nécessaires par les évolutions des besoins de consommateurs raccordés en basse tension pour des puissances inférieures ou égales à 36 kilovoltampères liées à des opérations concourant à l'atteinte des objectifs fixés à l'article L. 100-4 définies par décret. Le décret du 9 mai 2022 a porté le niveau de prise en charge à 80 % pour les pompes à chaleur et les infrastructures de recharge de véhicule électrique d'une puissance inférieure à 10 kW. La CRE a rendu un avis[42] 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 »)[43] 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

[39] Délibération 2026-32 de la CRE du 4 février 2026 portant approbation de la procédure de traitement des demandes de raccordement au réseau public de transport d'électricité introduisant l'offre de raccordement optimisée à « gabarit »

[40] 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

[41] 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

[42] 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

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

février 2023[44], 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 le 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).

La CRE avait proposé aux ministres de nouvelles versions de projets d'arrêtés le 16 décembre 2021[45], aucune suite n'avait été donnée.

La CRE a poursuivi les échanges avec les gestionnaires de réseaux de distribution et l'autorité administrative afin d'aboutir au lancement d'une nouvelle consultation publique sur une proposition d'arrêté fixant les conditions financières et techniques des raccordements aux réseaux publics de distributions au mois de juin 2026. En particulier, la CRE propose d'intégrer les améliorations suivantes dans un nouvel arrêté :

- Permettre aux gestionnaires de réseaux de distribution de proposer des offres de raccordement alternatives à modulation de puissance. Ces offres permettent de réduire les coûts et les délais de raccordement, en contrepartie de limitations imposées en injection ou en soutirage.
- Introduire – en considérant notamment le cas des installations de stockage – un seuil technico-économique sur les coûts du raccordement, au-delà duquel une offre de raccordement à modulation de puissance deviendrait la seule option proposée. L'introduction d'un tel seuil permettrait d'éviter que certains raccordements individuels ne génèrent des coûts de renforcement trop élevé à la charge du TURPE.
- Modifier les modalités d'application des réfactions applicables aux aménageurs, afin de tenir compte des demandes de raccordement multiples.
- Adapter la rédaction de l'arrêté afin de tenir compte l'existence des Schémas Régionaux de Raccordement aux Réseaux et Energies Renouvelables (S3REnR).

Le 17 avril 2025, la CRE a approuvé le barème de raccordement d'Enedis version 7.1. Celui-ci a introduit plusieurs évolutions, notamment l'introduction d'une nouvelle formule de coût simplifiée pour l'aménagement des postes HTA/BT sur poteaux existants, la réduction des prix des branchements provisoires sur bornes « fixes » pour tenir compte du déploiement des compteurs Linky sur ces bornes et la hausse des forfaits et coefficients des formules de coûts simplifiées de 4,25 % afin de suivre l'évolution de l'indice IPC hors tabac conformément à la délibération de la CRE du 20 avril 2023.

[44] 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

[45] 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

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 17 avril 2025	Enedis	17 juillet 2025
Délibération du 6 février 2025	Strasbourg Electricité Réseaux (SER)	6 mai 2025
Délibération du 6 février 2025	Gérédis Deux-Sèvres	6 mai 2025
Délibération du 3 mai 2024	Enedis	3 août 2024
Délibération du 16 février 2023	Électricité de France – Systèmes Énergétiques Insulaires (EDF SEI)	16 mai 2023
Délibération du 26 mai 2023	Strasbourg Électricité Réseaux (SER)	26 août 2023
Délibération du 20 février 2020	GEREDIS	20 mai 2020
Délibération du 7 mai 2020	SRD	7 octobre 2020
Délibération du 29 avril 2021	RESEDA	29 juillet 2021
Délibération du 9 décembre 2021	GREENALP	9 mars 2022

Figure 5 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 2022[46].

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

[46] 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 proposé[47] 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.[48]

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 approuvé par la CRE :

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

Figure 6 Approbation par la CRE des dernières règles de dimensionnement et de déclenchement des travaux de l'infrastructure collective

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

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

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

[47] 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

[48] 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

2.1.2.4 Le cadre applicable aux énergies renouvelables

2.1.2.4.1 Le raccordement des énergies renouvelables

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

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

Depuis la publication de l'ordonnance susmentionnée, la capacité globale du schéma de raccordement est définie par l'autorité administrative compétente de l'Etat en tenant compte de la programmation pluriannuelle de l'énergie, des objectifs régionaux de développement des énergies renouvelables lorsqu'ils ont été fixés en application de l'article L. 141-5-1, du schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie ou du schéma régional en tenant lieu et de la dynamique de développement des énergies renouvelables dans la région. Pour la réalisation des schémas S3REnR, le décret n° 2012-533 du 20 avril 2012 (avis de la CRE du 21 février 2012), modifié par le décret n°2020-382 du 31 mars 2020 (avis[49] 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 ;
- 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 règlementaire 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 ;

[49] 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

- 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 règlementaire du code de l'énergie relative aux schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables et aux raccordements multi-producteurs, sur lequel la CRE avait rendu un avis le 21 mars 2018[50].

L'article L. 342-15 prévoit que le raccordement d'une installation de production d'électricité à partir d'énergies renouvelables qui ne s'inscrirait 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 S3EnR 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 règlementaire 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.

Les zones non interconnectées (ZNI) au réseau continental possèdent également leurs propres schémas nommés (S2REnR) dans les collectivités de Guadeloupe, de Guyane, de Martinique, de Mayotte et de La Réunion et le schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) pour la collectivité de Corse. Ces schémas ont pour objectif de faciliter et d'organiser le développement des énergies renouvelables en mutualisant une partie des coûts de raccordement entre producteurs d'une zone non interconnectée.

Le décret n° 2020-382 du 31 mars 2020 sur lequel la CRE a rendu un avis le 31 janvier 2019[51], 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

[50] 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

[51] 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

d'arrêté encadrant ce type d'offre relative, et a rendu un avis défavorable dans sa délibération du 28 mai 2020[52].

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

L'article L. 342-3 du code de l'énergie dispose que la CRE approuve les méthodes de calcul du coût prévisionnel (MCCP) des ouvrages à réaliser dans le cadre des S3REnR par les gestionnaires de réseau de distribution et par le gestionnaire du réseau de transport. Ce document précise le mode de calcul de la quote-part dont sont redevables les producteurs d'énergie renouvelable, au titre du S3REnR. Par deux délibérations du 21 janvier 2021, la CRE a approuvé sous réserve les projets de MCCP proposés par Enedis[53] et RTE[54]. Enedis a soumis pour approbation un nouveau projet de MCCP incluant les demandes formulées par la CRE dans sa délibération de 2021, notamment l'intégration du foisonnement inter-filière (foisonnement entre la production éolienne, la consommation et la production photovoltaïque) dans le processus de dimensionnement. Ce projet a été approuvé par la CRE le 30 mars 2023[55].

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

En application des articles L. 342-3 et L. 134-10 du code de l'énergie, la CRE a été saisie le 20 juin 2024 pour avis sur ce projet de décret portant modification de la partie réglementaire du code de l'énergie relative aux S3RENR.

Le décret n° 2024-789 du 10 juillet 2024 (dit décret S3REnR) comprend les éléments suivants :

- l'encadrement des délais associés à certaines phases d'élaboration et de révision du schéma;
- l'introduction d'une incitation (priorité d'accès à la capacité du schéma) pour les projets de production d'énergies renouvelables à se déclarer sur une plateforme dédiée mise à disposition par RTE afin de fiabiliser et consolider les travaux de planification ;
- l'introduction d'un critère technico-économique de sélection des ouvrages du S3REnR qui sera défini par arrêté après avis de la CRE ;
- la définition des ouvrages dits « prioritaires », établie par les gestionnaires de réseau et approuvée par la CRE, dont les travaux sont lancés dès l'approbation de la quote-part du S3REnR ;
- les modalités de raccordement d'un producteur lorsque les ouvrages, autres que les ouvrages propres, nécessaires à son raccordement ne sont pas inscrits au schéma (renoncement à la mutualisation des coûts) ;
- la suppression du principe d'adaptation des S3REnR et l'introduction d'un nouvel outil de flexibilité pour le raccordement en haute tension A(HTA) et en basse tension (BT) : le « réservoir de travaux ». Les dispositions du projet de décret sont applicables en France métropolitaine continentale.

[52] 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

[53] 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

[54] 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

[55] 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

Par sa délibération du 3 Juillet 2024[56], la CRE a rendu un avis favorable sur ce projet de décret.

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

Par sa délibération du 6 mars 2025, la CRE a estimé que le projet d'arrêté assure un encadrement efficace des coûts des ouvrages à créer dans le cadre des S3RENR en fixant un seuil à 500 000 euros/MW au-dessus duquel la création d'ensembles d'ouvrages n'est pas considérée pertinente. Ainsi, la CRE a rendu un avis favorable sur ce projet d'arrêté.

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

Dans un délai de 18 mois à compter de l'entrée en vigueur, le 11 juillet 2024, du décret S3REnR, le gestionnaire du réseau public de transport doit engager la révision des S3REnR afin de les rendre compatibles avec les dispositions du décret dans un contexte de saturation progressive et de révisions plus fréquentes. Au premier semestre 2025, la révision de quatre S3REnR[57] a été lancée.

L'article L. 361-1 du code de l'énergie issu de l'ordonnance du 23 août 2023 relative au raccordement et à l'accès aux réseaux publics d'électricité prévoit que : « Un décret, pris après avis de la Commission de régulation de l'énergie, précise les modalités d'application du présent article, en particulier le mode de détermination du périmètre de mutualisation des ouvrages inscrits dans le schéma, que ces ouvrages soient nouvellement créés ou existants ». Il précise également que « le schéma assure la pertinence technique et économique des investissements à réaliser par les gestionnaires de réseaux, selon des critères fixés par décret pris après avis de la Commission de régulation de l'énergie ».

Le décret n° 2026-393 du 22 mai 2026 (dit décret S2REnR et S3REnR pour la collectivité de Corse) comprend les éléments suivants :

- Le transfert de capacité : Ce mécanisme historique des S2REnR permet de transférer la capacité disponible d'un poste source vers un autre poste source si cela n'engendre pas de travaux ou de coûts complémentaires. Il reste inchangé à la suite du décret.
- Le réservoir de travaux : Ce mécanisme, introduit par le décret S2REnR, permet de prévoir dans un schéma des travaux « supplémentaires » identifiés dès son entrée en vigueur, à activer au besoin par le GRD, permettant d'augmenter la puissance d'accueil du schéma dans la limite de 30%.
- L'adaptations des schémas : Ce mécanisme, modifié par le décret S2REnR, permet d'adapter un schéma en augmentant sa capacité globale de raccordement dans la limite d'une augmentation du maximum entre 30% et 100 MW.
- La révisions des schémas : Ce mécanisme, modifié par le décret S2REnR, permet de revoir complétement le schéma. Le décret S2REnR prévoit :
    - d'encadrer les conditions nécessaires à la révision ainsi que ses délais
    - la mise en place d'un droit de priorité d'accès à la capacité d'un schéma pour les producteurs s'étant déclarés en bonne et due forme
    - l'introduction d'un critère technico-économique de sélection des ouvrages qui sera défini ultérieurement par arrêté après avis de la CRE
    - l'introduction d'ouvrages prioritaires dont les travaux sont lancés dès l'approbation de la quote-part du schéma
    - l'introduction du principe de renoncement à la mutualisation visant à inciter les producteurs à s'inscrire dans les capacités prévues par les S2REnR (ou à attendre les

[56] Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 3 juillet 2024 portant avis sur le projet de décret portant modification de la partie réglementaire du code de l'énergie relative aux schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables

[57] Bourgogne Franche-Comté, Centre Val de Loire, Nouvelle Aquitaine, Bretagne

révisions) sous peine de devoir prendre à leur charge la totalité du coût de raccordement

- L'extension du périmètre de mutualisation : Ce mécanisme, codifiée au L. 361-2 du code de l'énergie prévoit de limiter cette extension du périmètre de mutualisation à la HTA en excluant les ouvrages inférieurs à 15kV (BT) : « Dans les départements et les régions d'outre-mer, le périmètre de mutualisation du schéma peut être étendu, dans des conditions fixées par voie réglementaire, à des ouvrages du réseau public de distribution exploités à une tension supérieure ou égale à 15 kV ». Un arrêté du ministre chargé de l'énergie, pris après avis de la Commission de régulation de l'énergie, définit les critères technico-économiques qui garantissent la pertinence de l'extension du périmètre mutualisation. Le représentant de l'Etat dans le territoire concerné saisit la Commission de régulation de l'énergie qui dispose d'un délai d'un mois pour émettre son avis

2.1.2.4.2 L'accès au réseau

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

La faculté de limiter l'injection des producteurs d'énergie d'origine renouvelable est mentionnée par les dispositions du règlement (UE) n° 2019/943 sur le marché intérieur de l'électricité (règlement électricité)[58] 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

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

La première consultation publique, en date du 14 décembre 2023[59], portait sur la structure tarifaire des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité. Cette consultation a permis d'exposer les premières orientations de la CRE concernant la structure tarifaire et de recueillir l'avis des acteurs de marché sur ces orientations pour le TURPE 7 HTB sur la période 2025-2028 et a organisé 5 ateliers au cours de 2024 ainsi que des tables rondes.

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

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

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

[59] Consultation publique n°2023-13 de la CRE du 14 décembre 2023 portant sur la structure tarifaire des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité « TURPE 7 » .

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

La délibération du 20 mai 2026 prévoit la première évolution annuelle tarifaire du TURPE 7 HTB qui est prévue au 1er août 2026 et représente une hausse de 3.34%.

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

La CRE a adopté le prochain tarif (dit TURPE 7 HTA-BT), qui est entré en vigueur le 1er août 2025. Les travaux et concertations relatifs à son élaboration ont eu lieu entre 2023 et 2024.

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

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

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

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

Les grilles tarifaires HTA BT auront évolué de +3,04% au 1er août 2026, en application des modalités annuelles prévues (prise en compte de l'inflation, du coefficient X et de l'apurement du CRCP).

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

2.1.3.2.1 Les travaux portant sur la tarification de l'autoconsommation

La CRE a lancé en 2017 une consultation publique abordant les nombreux enjeux liés à l'essor attendu de l'autoconsommation en France. À la suite de cette consultation, elle a publié en 2018 deux délibérations : une première portant orientations et recommandations sur le cadre contractuel et les

mécanismes de soutien associés à l'autoconsommation[60], puis une délibération tarifaire[61]. La CRE fixe dans cette délibération un tarif optionnel spécifique à l'autoconsommation collective en aval d'un même poste de transformation HTA-BT, permettant de valoriser les flux autoconsommés qui ne transitent que par le réseau basse tension.

La CRE a émis en septembre 2019 un avis[62] sur un projet d'arrêté visant à étendre le périmètre des opérations d'autoconsommation collective. Elle y rappelle que toute opération d'autoconsommation collective dont le périmètre dépasse celui prévu par sa délibération tarifaire de 2018 ne peut donner lieu, pour ses participants, à l'application du tarif spécifique introduit par cette délibération.

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

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

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

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

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

2.1.3.2.3 La régulation incitative des investissements

Pour la période tarifaire TURPE 7, la CRE a reconduit la régulation incitative des investissements introduite pour la période tarifaire TURPE 5. Cette régulation concerne uniquement Enedis et se décompose en deux mécanismes :

- une régulation incitative des coûts unitaires d'investissement dans les réseaux : un bonus ou une pénalité est appliqué à Enedis chaque année *via* le CRCP, équivalant à 20 % de l'écart entre un coût total théorique correspondant au volume réalisé des ouvrages et le coût réel total constaté. Ce mécanisme a généré un malus de 30 M€ en 2025 ;
- 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 %. Les gains ou les pertes réalisés de CCN sont conservés à 100 % par l'opérateur pendant la période tarifaire. En fin de période tarifaire, la valeur effective des immobilisations est prise en compte dans la BAR, ce qui permet, pour les périodes tarifaires suivantes, un partage des gains ou des surcoûts avec les utilisateurs des infrastructures.

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

[61] 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

[62] 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

2.1.4 Les aspects transfrontaliers

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

En 2025, la France a enregistré son solde exportateur net le plus élevé jamais observé, à 92,3 TWh[63] (contre 89,9 TWh en 2024 et 50,3 TWh en 2023). Les exportations ont atteint un record de 103,6 TWh, tandis que les importations se sont élevées à 11,3 TWh, un recul par rapport à 2024.

La France était en 2025 très largement exportatrice vers la région Belgique/Allemagne (solde exportateur de 26,2 TWh), l'Italie (solde de 26,2 TWh), la Grande-Bretagne (solde de 23,2 TWh) et la Suisse (solde de 20,2 TWh). A toutes ces frontières, on relève un rapport 10 entre les volumes exportés et importés. A la frontière espagnole, en revanche, les exportations ont à peine dépassé les importations (solde de 0,2 TWh, avec 7,6 TWh d'exportation contre 7,4 TWh d'importation).

La France est restée exportatrice nette sur tous les mois de l'année 2025. De manière plus décisive encore, le solde des échanges est resté exportateur à toutes les frontières sur tous les mois de l'année, à l'exception de la frontière avec l'Espagne où un solde importateur net a été observé entre janvier et mai. Tandis qu'aux frontières avec l'Italie et la Suisse les exportations ont été relativement constantes au cours de l'année, aux frontières avec la Grande-Bretagne et la région Allemagne/Belgique elles ont connu des baisses notables en hiver. Les échanges avec l'Espagne ont été davantage dans le sens de l'importation au cours des cinq premiers mois de l'année tandis que de juin à décembre ce sont davantage les exportations qui ont primé.

On assiste ainsi à une accélération de la dynamique observée en 2023 et en 2024 : après un solde exceptionnellement importateur en 2022 (-16,5 TWh), la France avait retrouvé en 2023 un solde exportateur équivalent à la moyenne historique (50,3 TWh). Les volumes échangés en 2023 avaient en effet atteint leur niveau le plus élevé depuis 10 ans, avec des exports retrouvant les niveaux élevés de 2014-2015 (74,8 TWh), mais des imports qui étaient restés supérieurs aux niveaux d'avant crise (24,5 TWh) et qui sont revenus en 2024 à un niveau qu'on n'avait pas observé depuis dix ans (12,2 TWh). L'année 2025 vient confirmer cette dynamique.

Ces évolutions sont liées à une consommation qui reste faible d'une part et au rétablissement de la production française d'autre part. Le premier effet s'explique par la combinaison de l'effet durable de l'augmentation des prix de l'énergie sur le comportement des ménages et des progrès réalisés en efficacité énergétique. Le second effet repose quant à lui sur le redressement du parc nucléaire, passé d'un taux de disponibilité de 62,9 % en 2023 à 74,0 % en 2025, après un minimum historique de 54,2 % en 2022, ce qui le rapproche de la moyenne observée entre 2015 et 2019 (73,6 %), et sur un apport toujours plus important de l'éolien et du solaire ces dernières années.

Un autre facteur fondamental dans cette dynamique est à chercher du côté des niveaux de prix. Si en Europe, on a pu assister à une baisse de prix généralisée depuis 2023, celle-ci est plus marquée dans les pays les moins dépendants au gaz comme la France. La moyenne du prix spot français est par exemple passée en dessous du prix allemand au cours de l'année 2024, une première depuis 2011, un écart qui s'est accru en 2025. Du côté des marchés à terme, les prix français ont été inférieurs à ceux de l'ensemble des pays voisins à l'exception de l'Espagne qui bénéficie d'une production décarbonée abondante. Les prix français sont redevenus parmi les plus compétitifs en Europe, et ont retrouvé depuis 2024 des niveaux proches de ceux observés avant-crise.

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

Il est par ailleurs à noter une tendance qui pourrait être amenée à se renforcer dans les prochaines années : comme cela est relevé dans le bilan électrique de RTE pour l'année 2025, une grande partie des importations de la France « traversent » le pays pour aller alimenter d'autres pays. Mais la France n'est pas le seul pays européen dans cette situation, et parmi les flux exportés par la France, une part non-négligeable se retrouve au Portugal et aux Pays-Bas.

[63] Pour l'ensemble de cette sous-partie, nous reprenons les données du bilan électrique de RTE pour 2025.

Concernant la gestion des interconnexions aux frontières françaises, en 2025 RTE a collecté 2 050,3 M€ de recettes de congestion aux frontières avec des pays de l'Union européenne et a engagé 1 590,5 M€ de coûts aux fins de la réalisation des objectifs prioritaires, conduisant à un excédent de 459,7 M€. Dans le contexte de marché de 2025, la réalisation des objectifs prioritaires s'est traduite par des dépenses importantes et en progression pour garantir la disponibilité des interconnexions et poursuivre la réalisation des différents projets d'interconnexion.

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)[64] 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)[65]).

En application de la décision de l'Agence pour la Coopération des Régulateurs de l'Energie (ACER) datée du 17 novembre 2016[66], la France fait partie de trois régions de calcul de capacité :

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

Jusqu'au 31 décembre 2020, la France faisait également partie de la région Manche (regroupant FR, BE, NL et GB). Le Royaume-Uni étant sorti le 1er 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 infrajournalière (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-dessous présente le type de calcul, le statut de décision et la date de mise en œuvre attendue ou réalisée pour chacune de ces méthodologies.

Depuis l'amendement en mars 2024 de la méthodologie définissant les régions de calcul de capacité[67], la France fait partie d'une nouvelle région de calcul de capacité, la région Central Europe. Cette région regroupe les zones de la région Core et celles de la région Italie Nord afin de développer un calcul de capacité coordonné à l'échéance journalière fondé sur les flux. Les GRT et régulateurs de la région Central Europe discutent actuellement pour définir une feuille de route pour fusionner l'ensemble des processus régionaux.

---

[64] 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

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

[66] 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 1er 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).

[67] Décision de l'ACER relative à la détermination des régions de calcul de capacité.

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[68], décembre 2023[69] et septembre 2024[70]	J : mis en œuvre en juin 2022
		IJ : adoptée par l'ACER en février 2019 ; amendée par l'ACER en avril 2022[71] et en mars 2024[72] ; amendée par les régulateurs en mai 2025[73]	IJ : mis en œuvre en mai 2024
Europe du Sud-Ouest	NTC coordonné	J et IJ : approuvée en novembre 2018[74] ; amendée par les régulateurs régionaux en janvier 2022[75]	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[76] ; amendée par les régulateurs régionaux en septembre 2020[77]	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 : approuvée en janvier 2026 IJ : méthodologie soumise par les GRT en juillet 2026, en cours d'analyse par les régulateurs Core	J : échéance de mise en œuvre fixée au 15 janvier 2028

Figure 7 Type de calcul envisagé et état d'avancement dans les régions dont fait partie la France

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

En parallèle de la mise en œuvre des méthodologies de calcul de capacité à court terme, le règlement électricité, issu du Paquet « Une Energie Propre pour Tous les Européens »,[78] a introduit des dispositions à fort impact sur le calcul de capacité. Les GRT sont, depuis le 1er 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

[68] 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

[69] 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

[70] Amendement de la méthodologie de calcul de capacité journalier dans la région Core | CRE

[71] Décision de l'ACER relative aux méthodes de calcul de capacité pour la région Core

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

[73] Amendement de la méthodologie de calcul de capacité à l'échéance infrajournalière dans la région Core | CRE

[74] 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

[75] 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

[76] 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

[77] 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

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 cinq rapports depuis 2020 dont le dernier a été publié en juillet 2025[79].

Sur l'année 2024, les niveaux de capacités d'interconnexion mis à disposition des échanges transfrontaliers par RTE sont conformes au critère des 70 % sur 85% des pas de temps en moyenne sur les trois régions évaluées. RTE a ainsi très majoritairement atteint les objectifs fixés par le règlement en 2024. Ce niveau élevé de capacités offertes témoigne de l'implication de RTE et de la pertinence des outils développés par les GRT, notamment sous l'impulsion des régulateurs, et qui contribuent à la construction du marché intérieur européen de l'électricité et à son efficacité. Cela confirme également le bon dimensionnement du réseau de transport d'électricité français pour soutenir les échanges transfrontaliers. L'année 2024 se distingue cependant par une dégradation temporaire, mais significative de l'indicateur 70 % pour la région Core au cours du printemps. Cette dégradation résulte de flux d'exports vers les frontières Est exceptionnellement élevés au cours de cette période, générant d'importantes congestions sur les lignes internes de RTE jusqu'à atteindre les limites de sécurité opérationnelle du réseau. En réponse à cette situation de flux inédite et afin de gérer cette période de crise, RTE a été contraint de procéder à des réductions individuelles de capacités sur certaines interconnexions vers la région Core, principalement en avril et mai 2024. Depuis juin 2024, RTE inclut désormais les éléments de réseau congestionnés dans le calcul de capacité de la région Core. Cette solution pérenne permet de mieux refléter les contraintes réelles du réseau français, au bénéfice de la sécurité opérationnelle, tout en garantissant un niveau d'export élevé. Le respect du critère des 70% au cours de l'année 2025 sera analysé par la CRE dans son rapport annuel qui sera publié au cours de l'été 2026.

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

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

[79] Mise en œuvre du seuil minimal de 70 % des capacités d'interconnexion pour les échanges d'électricité aux frontières françaises : bilan de l'année 2024 et faits marquants | CRE

sont publiées chaque année sur la plateforme « Open Data Réseaux-Energies » (ODRE)[80]. 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 degré de coordination variable entre GRT. Le règlement FCA[81] 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 en mars et décembre 2020, respectivement. La méthode est appliquée dans la région Italie Nord depuis novembre 2021. Après plusieurs reports, la mise en œuvre de la méthode coordonnée dans la région Europe Sud-Ouest est attendue pour fin 2026.

Pour la région Core, la méthodologie de calcul de la capacité à terme a été adoptée par l'ACER le 3 novembre 2021 selon une approche de calcul de capacité fondée sur les flux (flow-based long terme), faute d'accord entre les régulateurs nationaux concernés. La méthodologie de répartition de la capacité à terme dans la région Core avait initialement été approuvée en juillet 2020 selon une approche de calcul de capacité fondée sur la capacité de transport nette (NTC), elle a été révisée en avril 2023 pour s'adapter au passage au flow-based. Les GRT de la région Core et l'ENTSO-E ont procédé à des simulations afin de tester la méthode de calcul de capacité flow based et les résultats qui en découlent en matière d'allocation de capacités de long terme aux différentes frontières. Les résultats se sont révélés décevants, ils ont montré que l'approche choisie pour le calcul ne permettait pas de représenter l'état du réseau à long terme de manière fiable et conduisait à offrir significativement moins de capacité qu'avec l'approche actuelle bilatérale. Un amendement à la méthodologie de calcul a donc été développé par les GRT Core en 2025, afin de réajuster les domaines flow-based pour s'assurer qu'ils permettent d'offrir à chaque frontière autant de capacités qu'allouées historiquement à long terme. Une décision de l'ACER est attendue sur cet amendement à l'été 2026 (faute de consensus entre les régulateurs).

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 1er 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).

En 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. En 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

[80] www.opendata.reseaux-energies.fr

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

L'article 61 du règlement FCA prévoit également que les GRT élaborent conjointement une méthodologie pour le partage des coûts encourus afin de garantir la fermeté et la rémunération des droits de transport à long terme. Cette méthodologie, approuvée le 4 décembre 2021 par l'ACER[82], prévoit un mécanisme de socialisation de la rente de congestion journalière dans les régions de calcul de capacité régies par une méthodologie « flow-based » où existe une interdépendance des allocations entre frontières.

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

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

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

2.1.4.2.3 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

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

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

Dans la perspective d'une possible sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne sans accord de retrait, la CRE avait approuvé en mars 2019 des règles d'accès à l'Interconnexion France-Angleterre permettant d'organiser des enchères journalières explicites, visant à assurer la continuité des échanges électriques entre la France et le Royaume-Uni à toutes les échéances dans le cas où la Grande Bretagne serait découplée du marché intérieur de l'électricité européen[83]. L'accord de retrait (devenu « Accord de coopération et de commerce entre l'Union européenne et le Royaume-Uni »), entré en application le 1er janvier 2021, et étendu jusqu'au 31 mars 2027, 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). Mettre en œuvre cette solution tout en préservant le bon fonctionnement du couplage unique européen journalier s'avère très complexe et n'apporterait pas l'intégralité des bénéfices qui pourraient être attendus d'une véritable réintégration du Royaume-Uni dans le couplage unique européen journalier. Les GRT de l'UE et du Royaume-Uni ont publié deux rapports mettant en avant ces problématiques. En parallèle, les discussions entre l'UE et le Royaume-Uni ont repris notamment sur le sujet du renforcement de la coopération dans le secteur de l'électricité, cette coopération pouvant théoriquement aller jusqu'à la réintégration du Royaume-Uni dans le marché intérieur de l'électricité.

Le règlement CACM prévoit que les États membres permettent à plusieurs opérateurs du couplage des marchés journalier et infrajournalier (NEMO) d'opérer le couplage des marchés de l'électricité, sauf quand un opérateur monopolistique a été désigné. En juillet 2015, la CRE a adopté une délibération dans laquelle elle a précisé les critères de désignation des NEMO prévus à l'article 6 du règlement CACM. Sur cette base, la CRE a désigné, par délibération du 3 décembre 2015, EPEX SPOT et NORD POOL EMCO en tant que NEMO pour une durée de quatre ans. Par délibération du 21 novembre 2019, la CRE a renouvelé la désignation d'EPEX SPOT et NORD POOL EMCO en tant que NEMO pour une durée de 4 ans. Puis, le 9 novembre 2023[84], la période de validité de la désignation d'EPEX SPOT a de nouveau été renouvelée par délibération de la CRE pour une durée de 4 ans. Depuis novembre 2023, NORD POOL EMCO utilise la procédure dite de « passeport » décrite à l'article 4, paragraphe 5 du règlement CACM et permettant à un NEMO déjà désigné dans un Etat membre d'être actif dans un autre Etat membre. Par cette même procédure, EXAA Abwicklungsstelle fur Energieprodukte AG opère le couplage journalier depuis le début de l'année 2026 sur la zone de dépôt des offres française, ce qui porte désormais à trois le nombre de NEMO opérant en France.

Le paquet énergie propre, en application depuis le 1er janvier 2020, a introduit l'obligation d'aligner la durée des produits échangés sur les marchés journalier et infrajournalier au pas de règlement des écarts, soit pour la France 15 minutes depuis le 1er janvier 2025. L'évolution de la granularité du marché journalier vers 15 minutes a été réalisée en une seule fois et de façon simultanée à l'échelle de toute l'Europe (GRT et bourses) le 30 septembre 2025.

2.1.4.2.4 La mise en œuvre anticipée de l'allocation cible en infrajournalier

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 Etats 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 infrajournalier. Ces évolutions ont été

[83] 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

[84] 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 infrajournalier de l'électricité en France

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

L'évolution de la granularité du marché infrajournalier vers 15 minutes a été réalisée entre janvier et mars 2025.

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.

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[85]	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[86] Partage des coûts : méthodologie transitoire approuvée en janvier 2022[87].	Mise en œuvre de la solution transitoire depuis janvier 2022.

Figure 8 Statut de décision et date de mise en œuvre attendue des méthodologies RDCT

[85] 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

[86] 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

[87] 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

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. Grace à cette optimisation du réseau, de la capacité supplémentaire est offerte aux échanges transfrontaliers.

Dans ce contexte, la CRE considère que la décision de l'ACER sur la méthodologie de partage des coûts de RDCT de la région Core ne permet pas de parvenir à un équilibre juste et incitatif pour le bon développement des réseaux nationaux. En prévoyant un périmètre de partage des coûts qui dépasse le périmètre historique de coordination entre GRT pour la mise à disposition de capacité d'interconnexion et en négligeant l'impact qu'ont les flux internes à chaque zone sur la pollution créée tant au sein de la zone que dans les zones voisines, la décision conduira les GRT à porter des coûts résultants de sous-investissements dans les réseaux des zones voisines. En outre, cette décision contredit plusieurs dispositions du règlement électricité révisé relatives au partage des coûts de RDCT. La CRE a par conséquent fait appel de cette décision le 29 janvier 2021 devant la Commission des recours de l'ACER, en parallèle de cinq autres requérants. A la suite de la décision de la Commission des recours confirmant la décision de l'ACER le 28 mai 2021, plusieurs parties, dont la CRE, ont formé un recours contre cette décision devant le Tribunal de l'Union européenne (TUE). En septembre 2024, le TUE a annulé la décision de la Commission des recours de l'ACER. Puis, cette dernière a renvoyé la méthodologie à l'ACER en lui demandant de reprendre une décision qui soit conforme au jugement du TUE. Cette décision a obtenu un avis favorable du BoR en juillet 2026 et a traité de deux sujets sur lesquels l'ACER a été censurée : le seuil de flux de boucle de 10% et la méthode de décomposition des flux. Sur le seuil de flux de boucle de 10% jugé illégal, l'ACER propose de le retirer et de simplement mentionner que le seuil de flux de boucle doit faire l'objet d'une analyse de la part des GRT puis être approuvé par les régulateurs. Les travaux ont commencé dans la région Core pour définir le cadre de l'analyse. Sur la méthode de décomposition des flux, l'ACER propose d'utiliser la méthode « Power Flow Colouring ».

2.1.4.3 Le développement des interconnexions françaises

2.1.4.3.1 La construction et le renforcement des interconnexions

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

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

La capacité d'échange entre la France et l'Espagne était jusqu'en 2015 d'environ 1300 MW de la France vers l'Espagne et d'environ 1100 MW de l'Espagne vers la France. Une nouvelle interconnexion entre Baixas et Santa Llogaia a été mise en service le 5 octobre 2015. Cette interconnexion a permis de

doubler les capacités d'interconnexion entre la France et l'Espagne, pour les porter à 2300 MW à l'import et à 2600 MW à l'export[88] 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 2023[89]. Depuis 2024, le projet est entré dans une phase opérationnelle. Les travaux terrestres d'atterrage en France ont démarré cette année-là, avec la préparation des sites, les premiers aménagements et les débuts des micro-tunnels servant à accueillir les futurs câbles. En 2025, ces travaux se sont intensifiés dans les communes concernées (Le Porge, Seignosse, Capbreton), avec la réalisation progressive des forages dirigés et des tranchées, ainsi que l'installation des conduites destinées à relier la terre au tracé sous-marin. La planification maritime a également été finalisée, incluant les campagnes de levés géophysiques et les autorisations nécessaires.

En 2026, le projet est passé à une étape majeure : la pose des câbles sous-marins a officiellement commencé au printemps, notamment au large de Capbreton. Parallèlement, le déroulage des câbles depuis la mer vers la terre a débuté et se poursuivra par phases jusqu'en avril 2027. Les travaux terrestres, eux, entrent dans leurs dernières étapes, avec la mise en place des équipements électrotechniques et les préparatifs pour les raccordements finaux. Un nouveau comité de suivi prévu en juillet 2026 doit encore examiner plusieurs points techniques et administratifs, signe que le projet continue d'avancer mais nécessite encore des validations intermédiaires. La mise en service est prévue en 2028, après une phase d'essais qui débutera en 2027.

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 (SDDR) 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.

- ***L'interconnexion Savoie Piémont (France-Italie) et de nouvelles interconnexions conditionnées à l'étude des besoins de renforcement du réseau interne***

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

Ce projet a obtenu une dérogation pour dix 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

[88] NTC moyenne constatée en 2017.

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

Commission européenne du 9 décembre 2016). Cette dérogation porte exclusivement sur la partie italienne du projet et sur un des deux câbles, 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.

Concernant l'opportunité de développer de nouvelles interconnexions à la frontière italienne, la CRE considère que RTE devrait identifier les projets de renforcement du réseau interne permettant d'augmenter ou de maintenir les capacités d'échange à la frontière italienne. Ces projets pourraient en effet permettre de créer des capacités d'échange pour un coût réduit. En ce qui concerne les nouveaux projets d'interconnexion, le SDDR montre un intérêt économique à l'augmentation de la capacité d'interconnexion entre la France et l'Italie. L'ajout d'une nouvelle capacité d'interconnexion permettrait au premier ordre de remplacer de la production thermique en Italie par de la production décarbonée (nucléaire et renouvelable) française. Les bénéfices économiques d'une nouvelle interconnexion pourraient ainsi atteindre entre 182 et 326 M€/an pour une nouvelle capacité d'échange de 1 GW à l'horizon 2040. Des bénéfices importants sont anticipés dans tous les scénarios (atteinte des objectifs publics ou plus faible croissance de la consommation), du fait du niveau limité d'interconnexion entre les deux pays et d'une bonne complémentarité des mix électriques. Néanmoins, les coûts de nouveaux projets demeurent à ce jour incertains et il faudra étudier préalablement les renforcements des réseaux internes nécessaires à leur intégration.

- ***De nombreuses interconnexions entre la France et la Grande-Bretagne***

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

D'une part, l'interconnexion Eleclink (liaison de 1000 MW) a bénéficié d'une décision d'exemption accordée en 2014 par la CRE et son homologue britannique, l'Ofgem. Le chantier de l'interconnexion a été formellement lancé le 23 février 2017, par la pose de sa première pierre. Toutefois, la Commission Intergouvernementale (CIG) du Tunnel sous la Manche, qui avait accordé à Eleclink en 2014 l'agrément lui permettant de réaliser les travaux d'installation de l'interconnexion électrique dans le tunnel et de l'exploiter ensuite, a suspendu cet agrément le 18 octobre 2017 afin d'obtenir des garanties supplémentaires et de réaliser des tests. La suspension de cet agrément a entraîné des retards dans la réalisation des travaux et a nécessité de prolonger à plusieurs reprises la durée de validation de l'exemption accordée à Eleclink. La CIG a rétabli l'agrément le 10 décembre 2020, permettant à Eleclink de reprendre les travaux. En conséquence, Eleclink a transmis à la CRE, le 31 mars 2021, une demande visant à ce que la période de validité de la décision de dérogation soit prolongée jusqu'au 15 août 2022. La CRE a émis un avis favorable concernant cette demande le 15 avril 2021[90]. 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.

D'autre part, l'interconnexion IFA2 (liaison sous-marine HVDC de 1000 MW) a été mise en service le 22 janvier 2021, venant compléter l'interconnexion historique IFA1 (liaison sous-marine HVDC de 2000 MW), en opération depuis 1981.

Par ailleurs, quatre 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), le projet Getlink (1000 MW) ainsi que le projet GridLink (1 400 MW).

La société Aquind a déposé une première demande d'exemption le 17 mai 2017 auprès de la CRE et de l'Ofgem, qui n'a finalement pas abouti. Elle a entre-temps été retenue dans la troisième liste PIC de 2017. En août 2019, elle a saisi les régulateurs français et britannique d'une demande d'investissement. L'instruction de cette demande a été arrêtée suite à la perte du statut de PIC d'Aquind dans la quatrième liste PIC. Aquind a ensuite 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. 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

[90] 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

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. Aquind n'a de nouveau pas été retenue comme PIC dans la septième liste PIC en 2025.

S'agissant du projet FAB, la CRE a été saisie, le 25 juillet 2018, d'une demande d'investissement déposée par la société FAB Link Ltd. Par courrier du 18 octobre 2018, la CRE a indiqué au porteur de projet que sa demande d'investissement n'était pas recevable dans la mesure où elle n'avait pas été déposée conjointement par l'ensemble des porteurs de projets, conformément aux dispositions du paragraphe 3 de l'article 12 du règlement (UE) n° 347/2013. A ce jour, la CRE n'a pas été saisie à nouveau.

S'agissant du projet GridLink, la CRE a été saisie d'une nouvelle demande le 17 mars 2021. Dans le cadre de l'analyse du projet par la CRE, une consultation publique a été menée du 28 juin au 26 juillet 2021 afin d'interroger les acteurs sur l'analyse des bénéfices et des coûts d'un nouveau projet à la frontière France-Royaume Uni. Dans sa délibération du 19 janvier 2022[91], 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.

Enfin, la société Getlink, propriétaire de l'interconnexion Eleclink, a fait part de son souhait de développer un nouveau projet d'interconnexion électrique entre la France et le Royaume-Uni dans le cadre d'un partenariat avec le GRT français RTE. Il s'agit d'un projet récent, qui ne dispose pas à ce jour d'un cadre régulatoire au Royaume-Uni.

RTE a transmis à la CRE en 2023 son analyse préliminaire concernant les quatre projets à la frontière entre la France et Royaume-Uni. La CRE a par la suite publié une étude sur la valeur de nouvelles capacités d'interconnexion entre la France et le Royaume-Uni et conclu que, sous certaines conditions, une capacité additionnelle d'interconnexion d'environ 1 GW pourrait présenter des bénéfices pour la France. L'analyse de la CRE a souligné que les bénéfices pour la France étaient insuffisants par rapport au coût du projet si les coûts et les revenus étaient partagés à parts égales entre le Royaume-Uni et la France. Seule une redistribution des coûts entre les deux pays était susceptible d'être considérée comme acceptable pour la poursuite des projets.

La CRE et l'Ofgem ont ensuite engagé des discussions approfondies sur ce point afin d'étudier les possibilités de développement d'une nouvelle interconnexion entre le Royaume-Uni et la France. Néanmoins, après ces réflexions approfondies, les régulateurs ont conclu en février 2026 que les conditions n'étaient pas réunies pour qu'elles accordent leur approbation régulatoire à un nouveau projet d'interconnexion entre la Grande-Bretagne et la France.

Les régulateurs se sont engagés à mener une étude conjointe afin d'explorer et de déterminer le besoin de nouveaux projets d'interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne à long terme, ainsi que les mécanismes potentiels de partage des coûts pour ces projets. La CRE et l'Ofgem ont pour objectif d'entreprendre cet exercice d'ici un à deux ans.

Les régulateurs sont convenus de donner la priorité à la réalisation de cette étude avant d'approuver tout nouveau projet d'interconnexion entre la Grande-Bretagne et la France.

[91] 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

- ***L'aboutissement d'une interconnexion France-Irlande***

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

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

A l'issue des appels d'offres fin 2022, RTE et Eirgrid ont informé leurs régulateurs respectifs CRE et ERU du budget final du projet, d'un montant de 1623 M€ dont 141 M€ de provisions pour risque. Le budget final, significativement supérieur au budget estimé initialement (930 M€), a conduit la CRE et la CRU à réviser l'accord transfrontalier des coûts du projet (CBCA) le 2 novembre 2022[92]. 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).

Depuis 2024, le projet a connu des avancées significatives et est désormais dans une phase opérationnelle. À partir de 2024, les travaux se sont accélérés en Bretagne, notamment avec la construction de la station de conversion d'Ar Merzher à La Martyre, un élément clé permettant de convertir le courant continu du câble sous-marin en courant alternatif pour le réseau français. Entre 2024 et 2025, les infrastructures terrestres ont été progressivement achevées, tandis que les opérations de concertation publique et les phases de travaux préparatoires se poursuivaient en Irlande.

En 2026, le projet entre dans une phase décisive : les travaux de la station de conversion sont finalisés, avec une mise sous tension prévue à partir de juin 2026. Parallèlement, la première grande campagne de pose des câbles sous-marins côté français s'est engagée, marquant le début de l'installation de la portion offshore du câble HVDC. Les dernières interventions paysagères et d'intégration environnementale autour du site breton doivent se poursuivre jusqu'en septembre 2026. Si les premières estimations envisageaient une mise en service dès 2026, les dernières informations officielles indiquent désormais une mise en service effective du Celtic Interconnector en 2028, une date cohérente avec l'avancement réel du chantier et les contraintes logistiques d'un projet transnational de cette ampleur.

- ***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 »).

En février 2025, RTE a publié une nouvelle version de son schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité, qui propose une mise à jour de celui-ci à l'horizon 2040. Les analyses

[92] 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

de RTE font état de dépenses prévisionnelles d'investissement dans le réseau de transport de l'ordre de 100 Mds€ entre 2025 et 2040. Ce plan repose notamment sur une stratégie priorisée visant à :

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

La CRE a mené de nombreux échanges avec RTE au cours de l'année 2025, afin d'auditer les hypothèses et les méthodologies utilisées pour l'élaboration des trajectoires. Du 26 septembre au 15 novembre 2025, une consultation publique sur l'examen de ce schéma a été organisée.

A l'issue de ses analyses, la CRE estime que les résultats de l'étude d'identification des besoins d'interconnexion du TYNDP ne sont pas directement comparables avec les analyses coûts-bénéfices réalisées pour l'approbation des projets d'investissements individuels. En particulier, l'identification des besoins du TYNDP constitue une évaluation maximaliste du besoin de nouvelles capacités d'interconnexion supérieure de 18 GW aux capacités identifiées dans le SDDR. Elle présente différents biais :

- les coûts des projets sont fondés sur les remontées des porteurs de projet et peuvent être sous-évalués au regard de l'évolution des marchés de fourniture de matériel à courant continu;
- les études ne tiennent pas compte de la répartition géographique des bénéfices ;
- les réseaux internes et les calculs de capacité ne sont pas pris en compte dans les analyses ;
- certains indicateurs présentent des biais méthodologiques.

Il est pertinent de fonder les analyses coûts-bénéfices des projets d'interconnexion sur des scénarios contrastés d'évolution des mix énergétiques. Les scénarios du TYNDP diffèrent de ceux de RTE mais ils peuvent compléter la vision des bénéfices apportés par ces projets.

La CRE considère que le SDDR est cohérent avec le TYNDP élaboré par l'ENTSO-E, malgré les différences méthodologiques entre les deux exercices.

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, le règlement CACM régit le calcul et l'allocation de capacité aux échéances journalière et infrajournalière. Il 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.

Actuellement, le règlement CACM est en cours de révision. Ce règlement a été le premier « code réseau » européen et il convient de faire un bilan de 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 sur l'alignement des dispositions du code avec le règlement électricité. La CRE a participé activement à l'élaboration de propositions afin de soumettre à la Commission européenne un projet d'amendement qui assure des mécanismes de couplage au court terme robustes et efficaces. L'ACER a transmis une recommandation portant sur des propositions d'amendements du règlement CACM à la Commission européenne. Les travaux, temporairement arrêtés le temps que soit menée la réforme du marché de l'électricité en 2024, ont repris au printemps 2025.

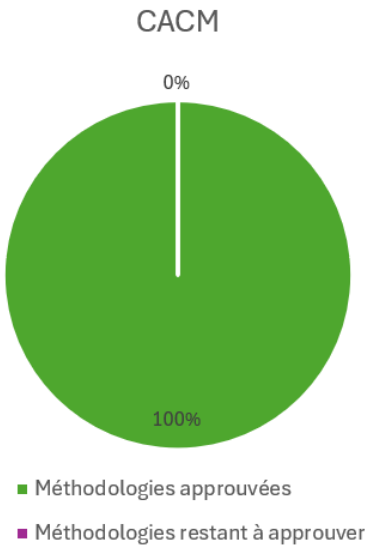


Figure 9 Méthodologies CACM approuvées ou restant à approuver

Depuis le 1er janvier 2025 :

- la CRE a approuvé :
  - l'amendement de la solution technique permettant l'accueil de plusieurs NEMO pour la zone de dépôt des offres française en application des dispositions de l'article 9 du règlement CACM, le 29 avril 2026[93] ;
- la CRE a approuvé, en accord avec les autorités de régulation régionales concernées :
  - l'amendement des règles d'allocation explicite de capacité à l'échéance infrajournalière sur la frontière France-Allemagne en application des dispositions de l'article 64 du règlement CACM, le 30 janvier 2025[94] ;
  - l'amendement des procédures de repli en cas de défaillance du couplage unique journalier pour la région Core en application des dispositions des articles 9 et 44 du règlement CACM, le 13 février 2025[95] ;
  - l'amendement de la méthodologie de calcul de capacité à l'échéance infrajournalière dans la région Core en application des dispositions des articles 9 et 20 du règlement CACM, le 27 mai 2025[96] ;
  - la méthodologie de calcul de capacité à l'échéance journalière dans la région Central Europe en application des dispositions des articles 9 et 20 du règlement CACM, le 15 janvier 2026[97] ;
  - l'amendement de la méthodologie de calcul de capacité à l'échéance infrajournalière dans la région Core en application des dispositions des articles 9 et 20 du règlement CACM, le 4 juin 2026[98] ;

[93] Délibération n° 2026-94 de la CRE du 29 avril 2026 portant approbation de l'amendement de la solution technique permettant l'accueil de plusieurs NEMO pour la zone de dépôt des offres française

[94] Délibération n° 2025-38 de la CRE du 30 janvier 2025 portant approbation de l'amendement des règles d'allocation explicite de capacité à l'échéance infrajournalière sur la frontière France-Allemagne

[95] Délibération n° 2025-53 de la CRE du 13 février 2025 portant approbation de l'amendement des procédures de repli en cas de défaillance du couplage unique journalier pour la région Core

[96] Délibération n° 2025-126 de la CRE du 27 mai 2025 portant approbation de l'amendement de la méthodologie de calcul de capacité à l'échéance infrajournalière dans la région Core

[97] Délibération n° 2026-12 de la CRE du 15 janvier 2026 portant approbation de la méthodologie de calcul de capacité à l'échéance journalière dans la région Central Europe

[98] Délibération 2026-116 de la CRE du 4 juin 2026 portant approbation de l'amendement de la méthodologie de calcul de capacité à l'échéance infrajournalière dans 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 des produits pouvant être fournis au couplage unique infrajournalier en application des dispositions de l'article 53 du règlement CACM, le 27 mars 2025 ;
    - l'amendement de la détermination des régions pour le calcul de capacité en application des dispositions de l'article 15 du règlement CACM, le 16 décembre 2025 ;
    - l'amendement des heures d'ouverture et de fermeture du guichet infrajournalier entre zones en application des dispositions de l'article 59 du règlement CACM, le 19 décembre 2025 ;
    - l'amendement des prix d'équilibre maximaux et minimaux harmonisés à appliquer à appliquer dans toutes les zones de dépôts des offres qui participent au couplage unique journalier en application des dispositions de l'article 41 du règlement CACM, le 4 février 2026 ;
    - l'amendement des prix d'équilibre maximaux et minimaux harmonisés à appliquer à appliquer dans toutes les zones de dépôts des offres qui participent au couplage unique infrajournalier en application des dispositions de l'article 54 du règlement CACM, le 4 février 2026.

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, le 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 pour établir le modèle de réseau commun aux échéances de long terme, conformément à l'article 17 du règlement FCA (décision de la CRE du 6 décembre 2017) ;
    - méthodologie pour le modèle de réseau commun aux échéances de long terme, conformément à l'article 18 du règlement FCA (décision de la CRE du 11 juillet 2018) ;
    - méthodologie pour la répartition du revenu de congestion tiré de l'allocation de capacité à terme, 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 puis décision de la CRE du 10 février 2026) 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 puis décision de la CRE du 3 mai 2024), 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, par décision de l'ACER du 22 décembre 2023 et par décision de l'ACER du 17 septembre 2025. 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) n° 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) n° 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) n° 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.

2.1.5.1.4 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.

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

Par une délibération en date du 16 juillet 2020[99], 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

[99] 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

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.

2.1.5.1.6 Demandes de dérogation

La CRE a accordé, conformément à l'article 62 du règlement (UE) n° 2016/631, des dérogations à certaines exigences de ce règlement à 4 propriétaires d'installations de production d'électricité par 3 délibérations en date du 28 octobre 2021[100] et une délibération en date du 13 décembre 2022[101].

La CRE a accordé, conformément à l'article 63 du règlement (UE) n° 2016/631, une dérogation pour les unités de production d'électricité de 30 MW ou moins par une délibération en date du 19 septembre 2024[102]

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

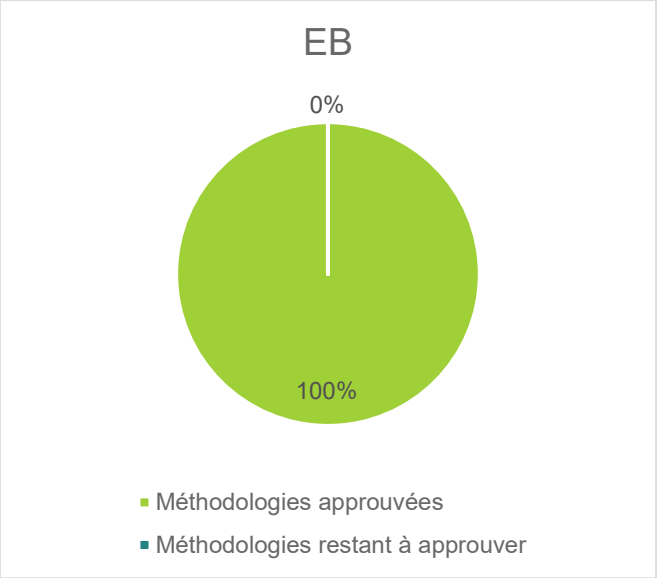


Figure 10 Méthodologies EB approuvées ou restant à approuver

Le règlement européen relatif à l'équilibrage (Electricity Balancing Guidelines - règlement EB)[103] 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.

Trois méthodologies adoptées précédemment ont fait l'objet d'amendements en 2025 et au 1er semestre 2026 :

- méthodologie relative à l'harmonisation du processus d'allocation de capacité entre zones le 29 janvier 2025 ;

[100] 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

[101] 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

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

[103] Règlement (UE) 2017/2195 de la Commission du 23 novembre 2017 concernant une ligne directrice sur l'équilibrage du système électrique

- méthodologie relative à la tâche des régions de calcul de capacité (RCC) sur la contractualisation des réserves d'équilibrage le 5 décembre 2025 ;
- méthodologie relative à la tâche des RCC pour faciliter le dimensionnement des réserves d'équilibrage le 16 avril 2026.

2.1.5.1.8 L'élaboration des règles relatives à l'exploitation du système électrique

Entré en vigueur le 14 septembre 2017, le règlement (UE) n° 2017/1485 du 2 août 2017 établissant une ligne directrice sur la gestion du réseau de transport de l'électricité (règlement « SOGL ») décrit les exigences et les principes relatifs à l'exploitation du système électrique avec l'objectif d'assurer une exploitation sûre du système électrique européen. Le règlement SOGL est en partie 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.

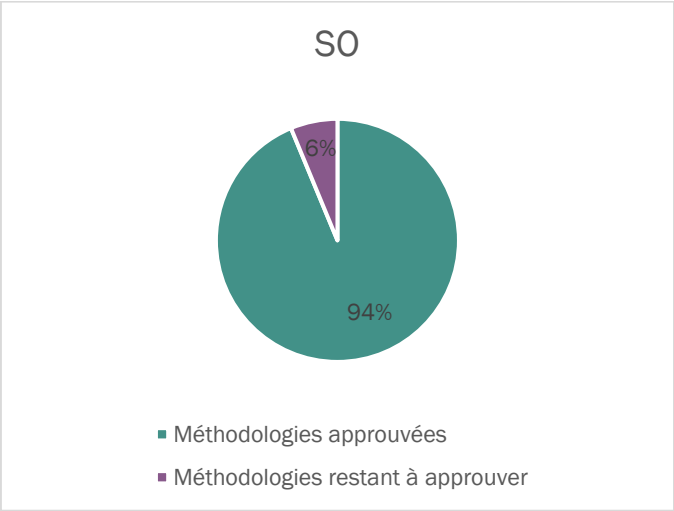


Figure 11 Méthodologies SOGL approuvées ou restant à approuver

La CRE a approuvé par une délibération en date du 22 janvier 2025[104] une nouvelle proposition relative aux règles de dimensionnement applicables aux réserves de stabilisation de la fréquence (dites « FCR ») pour la zone synchrone Europe continentale conformément à l'article 153 du règlement SOGL, après l'accord des autorités de régulation en date 15 janvier 2025 (la première version de la proposition avait été approuvée en 2019).

La méthodologie restant à approuver est la méthodologie relative à la période d'activation minimale à assurer par les fournisseurs de FCR pour la zone synchrone Europe continentale conformément à l'article 156, paragraphe 10 du règlement SOGL. La méthodologie initialement soumise par les GRT n'a pas été jugée satisfaisante par les autorités de régulation concernées et ces dernières ont demandé des études complémentaires avant qu'une nouvelle proposition soit soumise par les GRT. Les GRT ont soumis une nouvelle proposition aux autorités de régulation au début de l'année 2025. Les autorités de régulation de la zone Europe continentale n'ayant pas réussi à adopter une position commune, le dossier a été transmis à l'ACER le 25 juin 2026.

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 2025 prolonge la tendance de hausse de la production des années 2023 et 2024. La production totale augmente très légèrement par rapport à 2024, atteignant 547,5 TWh (+1,6 %), et dépassant la

[104] Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 22 janvier 2025 portant approbation de la proposition commune de méthodologie relative aux règles de dimensionnement des réserves de stabilisation de la fréquence de la zone synchrone Europe continentale

moyenne 2014-2019. Cette hausse est principalement attribuable aux filières nucléaires ainsi qu'aux contributions du solaire et de l'éolien. La consommation corrigée du climat et des variations calendaires[105] est restée quasi stable à 446,6 TWh[106] (+0,9 %), mais demeure environ 6 % sous la moyenne pré-crise 2014-2019. Les tendances structurelles d'efficacité énergétique et de sobriété continuent de limiter la demande.

La puissance installée en France s'élève à 164,5 GW au 31 décembre 2025, contre 155,5 GW en 2024, soit une augmentation de 5,8 %. En particulier, cette année a été marquée par la mise en service du réacteur de Flamanville 3 (1,6 GW), de 5,9 GW de capacités solaires et de 1,3 GW d'éolien. A l'inverse 0,2 GW de capacité gaz ont été fermés, majoritairement des petites centrales de cogénération.

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

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

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

Figure 12 Structure du marché français en 2025

En 2025, la production nucléaire en France a enregistré une hausse pour la troisième année consécutive, atteignant 373,0 TWh, soit une augmentation de 11,3 TWh (+3%) par rapport à 2024. Cette progression s'avère nettement plus modérée que celles observées en 2023 et 2024, qui s'élevaient respectivement à +11% (+ 23 TWh) et +13% (+ 30 TWh). Le niveau de disponibilité moyen en 2025 de 45,9 GW s'avère supérieur à la moyenne historique de 43,6 GW observée sur la période 2017-2021. Cette performance peut être notamment attribuée à un taux de disponibilité particulièrement favorable au cours du second semestre 2025. Selon les estimations d'EDF, rendues publiques en décembre 2025[107] la production nucléaire annuelle devrait s'établir dans une fourchette de 350-370 TWh en 2026 et 2027, et entre 345 et 375 TWh en 2028.

[105] 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.

[106] Bilan électrique RTE 2025

[107] Communiqué de presse d'EDF du 18 décembre 2025

La production agrégée des filières thermiques fossiles a connu une nouvelle baisse en 2025, et atteint 18,7 TWh, contre 20,0 TWh en 2024. Ce volume constitue pour la deuxième année consécutive un minimum historique depuis 1952, où la production s'élevait à 18,3 TWh. Cette baisse est principalement due à la diminution de la production à base de gaz, conséquence de l'abondance de l'électricité décarbonée en 2025.

En 2025, la production hydroélectrique en France a atteint 62,4 TWh, en baisse de 17 % par rapport à 2024 mais revenant proche des moyennes historiques. L'année 2024 avait en effet été caractérisée par des précipitations très abondantes.

La production photovoltaïque a atteint 30,4 TWh, établissant un nouveau record pour la France. Le facteur de charge des installations solaires a augmenté à 13,6 %, en hausse de 0,8 % par rapport à 2024, du fait d'un ensoleillement supérieur à celui de 2024, et malgré les réductions de production lors d'épisodes de prix spot négatifs. La production éolienne terrestre a atteint 43,9 TWh, en légère hausse de 2,5 % par rapport à 2024, malgré des conditions météorologiques défavorables qui ont causé un facteur de charge exceptionnellement faible (21,4 %). La production éolienne en mer a augmenté significativement pour atteindre 5,7 TWh, grâce aux nouvelles capacités installées et à un facteur de charge de 38,2% (+3% par rapport à 2024).

2.2.1.2 Les prix de marché *day-ahead*

S'il n'y a pas de pool obligatoire en *day-ahead* en France, le marché journalier est historiquement très développé et constitue une référence pour la rencontre de l'offre et de la demande à court terme. Deux NEMO[108] opèrent le couplage journalier en France : EPEX SPOT et Nord Pool[109].

En 2025, les prix *spot* sur le marché français affichent une relative stabilité, atteignant 61,1 €/MWh en moyenne, soit une légère hausse de 6 % par rapport à 2024 (57,8 €/MWh). Cette évolution modérée intervient après une normalisation du marché en 2023 et 2024, après la crise de 2022, et suggère l'établissement d'un nouvel équilibre structurel.

L'année 2025 marque une intensification de tendances déjà présentes en 2024 et 2023. La volatilité des prix est très importante, avec des grandes différences au sein d'une même journée, dans la semaine, et entre été et hiver. L'année 2025 marque un nouveau record d'heures à prix négatifs, qui s'établis à 513 (352 en 2024).

2.2.1.3 Les marchés organisés

Au cours de l'année 2025, 446 acteurs étaient présents sur les marchés de gros français. Par ailleurs, 283 acteurs étaient présents sur les bourses.

Parmi les volumes d'électricité échangés en 2025 sur les bourses (EPEX SPOT, Nord Pool, EEX et ICE Endex) :

- Les volumes échangés pour les produits infrajournaliers sont en croissance de 12%, avec un volume d'échanges passant de 25 TWh en 2024 à 28 TWh en 2025. Cette progression s'explique notamment par le développement des enchères infrajournalières, dont le volume a doublé pour atteindre 6 TWh, contre seulement 3 TWh l'année précédente. ;
- Les volumes échangés pour les produits *day-ahead* ont enregistré une diminution de 6% entre 2024 et 2025, passant de 148 TWh à 139 TWh ;
- Les volumes des produits à terme échangés sur la bourse EEX pour le marché français ont de nouveau augmenté : 683 TWh ont été négociés sur EEX en 2025, soit une augmentation de 48 % par rapport à 2024.

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*). La majorité des transactions intermédiées par des courtiers sont cependant enregistrées sur les bourses après avoir été conclues, pour compensation.

---

[108] *Nominated Electricity Market Operator*

[109] Nord Pool a débuté ses activités sur le marché journalier français en août 2019

Sur le segment OTC intermédié, en 2025, une dizaine de courtiers étaient actifs sur le marché de gros français de l'électricité, servant d'intermédiaire à environ 170 acteurs intervenant sur le marché français. Les volumes traités sur les marchés à terme toutes maturités confondues, hors EEX, sont en forte hausse : 1044 TWh en 2025 contre 938 TWh en 2024.

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 en 2025.

	Grande-Bretagne	Espagne	Italie	Suisse	Core (Allemagne -Belgique)	Echanges physiques globaux[110]
Import	2 009	3 839	2 891	2 197	8 800	6 845
En % du parc installé français	1,2 %	2,3 %	1,7 %	1,3 %	5,3 %	4,1 %
Export	4 028	3 885	6 087	3 200	10 173	21 695
En % du parc installé français	2,4 %	2,3 %	3,7 %	1,9 %	6,1 %	13,1 %

Source : RTE – Analyse CRE

Figure 13 Maximum des échanges nets entre la France et ses pays voisins en 2025 (en MW)

Les capacités d'interconnexion à l'export entre la France et les pays voisins représentent l'équivalent de plus de 13,1 % 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 2025.

Le marché journalier repose sur le principe de l'« allocation implicite », c'est-à-dire que les capacités d'interconnexion nécessaires aux échanges transfrontaliers sont allouées de manière conjointe avec les échanges d'énergie. C'est l'algorithme de marché qui optimise l'allocation des capacités d'interconnexion pour fournir l'électricité au moindre coût à l'échelle européenne. 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 franco-allemande et franco-belge est basée sur les flux à l'échéance journalière. Ce type d'allocation permet d'arbitrer entre les frontières afin d'attribuer les capacités là où elles ont le plus de valeur, optimisant ainsi l'utilisation de capacités d'interconnexion de réseaux interdépendants. A la frontière franco-espagnole, les capacités sont aussi allouées de manière implicite. En revanche, comme le calcul attribue ex-ante (avant le couplage) les marges disponibles à la frontière, l'allocation ne permet pas d'étudier une répartition différente des capacités maximales aux frontières France-Espagne et Espagne-Portugal. Enfin, comme indiqué auparavant, le Royaume-Uni et la Suisse ne sont pas intégrés au couplage des marchés du fait de leur non-appartenance à l'Union européenne. Aux frontières franco-britannique et franco-suisse, l'allocation

[110] Somme des échanges physiques à toutes les interconnexions françaises

des capacités est dite « explicite ». Les capacités ne sont donc pas allouées en même temps que les échanges d'énergie.

En 2025, la France a réalisé un nouveau record en termes de solde exportateur net, avec un solde net de 92,3 TWh d'exportations, dépassant le record de l'année précédente de 89,0 TWh. La France a été importatrice nette d'électricité pour seulement 1% des heures au cours de l'année 2025 (2% en 2024).

- ***Les congestions aux frontières françaises***

Le taux de convergence des prix est de nouveau en baisse entre la France et la Belgique (10 % en moyenne en 2025 contre 14 % en 2024), l'Allemagne (10 % en moyenne contre 14 % en 2024). A l'inverse, il est resté stable entre la France et l'Espagne (33 % en moyenne en 2025 contre 32 % en 2024) et l'Italie où il est très faible (3,6 % en 2025 contre 3,4 % en 2024).

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

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

- ***Corrélation et proximité des prix***

Le tableau suivant montre les corrélations de prix *spot* entre la France et les pays frontaliers. En 2025, la corrélation des prix français a diminué avec l'Allemagne, la Belgique et la Suisse, a augmenté avec l'Espagne et l'Italie et est restée stable avec la Grande-Bretagne.

Produit *spot* (J+1) base Corrélation des prix						
Année	Allemagne – France	Espagne – France	Grande Bretagne – France	Italie – France	Belgique – France	Suisse – France
2005	89 %	69 %	84 %	53 %		
2006	80 %	53 %	72 %	64 %		
2007	80 %	53 %	86 %	61 %	91 %	87 %
2008	88 %	36 %	56 %	67 %	88 %	91 %
2009	40 %	23 %	27 %	26 %	45 %	40 %
2009*	81 %	52 %	70 %	51 %	94 %	81 %
2010	80 %	30 %	45 %	33 %	94 %	83 %
2011	78 %	13 %	39 %	22 %	77 %	80 %
2011*	78 %	13 %	39 %	22 %	100 %	80 %
2012	63 %	32 %	49 %	48 %	78 %	81 %
2012*	82 %	42 %	46 %	45 %	90 %	92 %
2013	79 %	14 %	64 %	52 %	87 %	95 %
2014	80 %	14 %	61 %	63 %	82 %	88 %
2015	73 %	41 %	47 %	52 %	57 %	83 %
2016	57 %	62 %	55 %	70 %	94 %	74 %
2017	65 %	82 %	60 %	76 %	95 %	94 %
2018	78 %	63 %	65 %	78 %	83 %	89 %
2019	79 %	62 %	67 %	70 %	77 %	93 %
2020	88 %	78 %	76 %	87 %	94 %	94 %
2021	91 %	91 %	69 %	95 %	97 %	97 %
2022	86 %	21 %	80 %	90 %	87 %	93 %
2023	88 %	53 %	86 %	71 %	97 %	86 %
2024*	70 %	69 %	69 %	63 %	88 %	76 %
2025	67 %	72 %	68 %	65 %	82 %	73 %

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

*2011 * : hors découplage du 28/02/11*

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

*2024 * : hors découplage du 26/06/25*

Source : EPEX SPOT, ENTSO-E – Analyse CRE

Figure 14 Corrélations des prix entre la France et les pays voisins (spot J+1)

- ***Les différentiels de prix spot***

En 2025, l'Allemagne, le Royaume-Uni et l'Italie ont vu leurs écarts de prix augmenter de 5 €/MWh. La différence de prix avec la Belgique a également augmenté de 9,0 €/MWh tandis que la Suisse a subi une hausse importante de ses prix spot en 2025 doublant l'écart avec la France. Seul l'Espagne maintient un écart comparable à l'an dernier.

Produit *spot* (J+1) base : Écart de prix moyen (en €/MWh)						
Année	Allemagne – France	Espagne – France	Grande Bretagne – France	Italie – France	Belgique – France	Suisse – France
2005	-0,7	7,0	8,6	11,8		
2006	1,5	1,2	9,8	25,0		
2007	-2,8	-1,7	1,3	30,1	0,9	5,1
2008	-3,4	-4,8	21,1	18,0	1,5	5,3
2009	-4,2	-6,1	-1,8	20,7	-3.7	4.9
2009*	-2,7	-4,5	-0,3	22,2	-2,2	6,4
2010	-3,0	-10,5	0,5	16,6	-1,2	3,5
2011	2,3	1,0	6,19	23,3	0,5	7,2
2012	-4,3	0,3	8,4	28,6	0,0	2,6
2012*	-3,5	1,1	9,2	29,2	0,7	3,2
2013	-5,5	1,1	15,8	19,8	4,21	1,5
2014	-1,9	7,4	17,9	17,9	6,2	2,2
2015	-6,8	11,8	17,2	13,8	6,2	1,8
2016	-7,7	2,9	12,4	6,2	-0,1	1,2
2017	-10,9	7,3	6,8	8,3	-0,7	1
2018	-5,5	7,1	14,7	11,1	5,1	2
2019	-1,8	8,2	3,3	11,8	-0,1	1,5
2020	-1,7	1,8	3,1	5,6	-0,3	1,8
2021	-12,3	2,8	28,4	16,1	-5,1	5,8
2022	-40,4	-108,9	-34,3	31,9	-31,4	5,8
2023	-1,7	-9,8	11,0	30,9	0,4	10,6
2024	20,6	5,1	27,6	49,5	12,3	18,1
2025	28,3	4,1	33,2	54,8	21,5	40,6

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

- ***Les différentiels de prix à terme***

En cohérence avec les prix journaliers, les prix à terme pour livraison en France sont parmi les plus faibles d'Europe. L'écart avec le prix allemand, qui constitue le marché européen le plus liquide et donc une référence de prix importante, s'est encore creusé en 2025, le prix du produit Y+1 français étant 26 €/MWh moins cher que l'équivalent allemand.

Produit *future* annuel (Y+1) base : Ecarts de prix moyen (en €/MWh)	
Année	Allemagne – France (EEX)
2007	1,43
2008	-3,72
2009	-2,55
2010	-2,08
2011	0,50
2012	-0,87
2013	-4,22
2014	-7,33
2015	-7,19
2016	-6,76
2017	-5,86
2018	-4,84
2019	-2,71
2020	-4,38
2021	-5,90
2022	-28,21
2023	-10,94
2024	12,02
2025	26,48

Source : EEX – Analyse CRE

Figure 16 Ecart de prix moyen entre la France et l'Allemagne (future annuel Y+1)

Au cours de l'année 2025, les prix à terme de l'électricité en France ont été de nouveau en baisse par rapport à 2024. Le prix du produit calendaire français Y+1 s'est ainsi établi en moyenne à 60,9 €/MWh, soit 20% de moins qu'en 2024 (76,6 €/MWh). Le niveau de prix historique (46 €/MWh en moyenne sur 2017-2019) est toujours plus faible que la moyenne annuelle mais parait plus atteignable aux vues des prix atteints en fin d'année. Le prix du produit Y+1 est passé de 71,9 €/MWh le 2 janvier 2025 à 50,8 €/MWh à la fin de l'année, atteignant un minimum de 47,9 €/MWh le 8 décembre 2025, son niveau le plus bas depuis le 18 décembre 2020 au tout début de l'envolée des prix

Le prix du produit calendaire Y+1 français a été globalement orienté à la baisse tout au long de l'année, d'abord de février à avril où le prix est descendu de 70 €/MWh à 60 €/MWh se confondant avec son équivalent espagnol. Puis, suivant une période relativement stable autour de 60 €/MWh, le prix français a de nouveau chuté de 10 €/MWh pendant les mois d'octobre et novembre et affiche en fin d'année une décote de 5,9 €/MWh avec l'Espagne.

2.2.1.5.2 Les échanges aux frontières en 2025

En 2025, la France a réalisé un nouveau record en termes de solde exportateur net, avec un solde net de 92,3 TWh d'exportations, dépassant le record de l'année précédente de 89,0 TWh.

La France a été exportatrice sur toutes les frontières.

- ***France-Allemagne-Belgique***

Le marché français a été exportateur net vers l'Allemagne et la Belgique d'environ 23,1 TWh en 2025

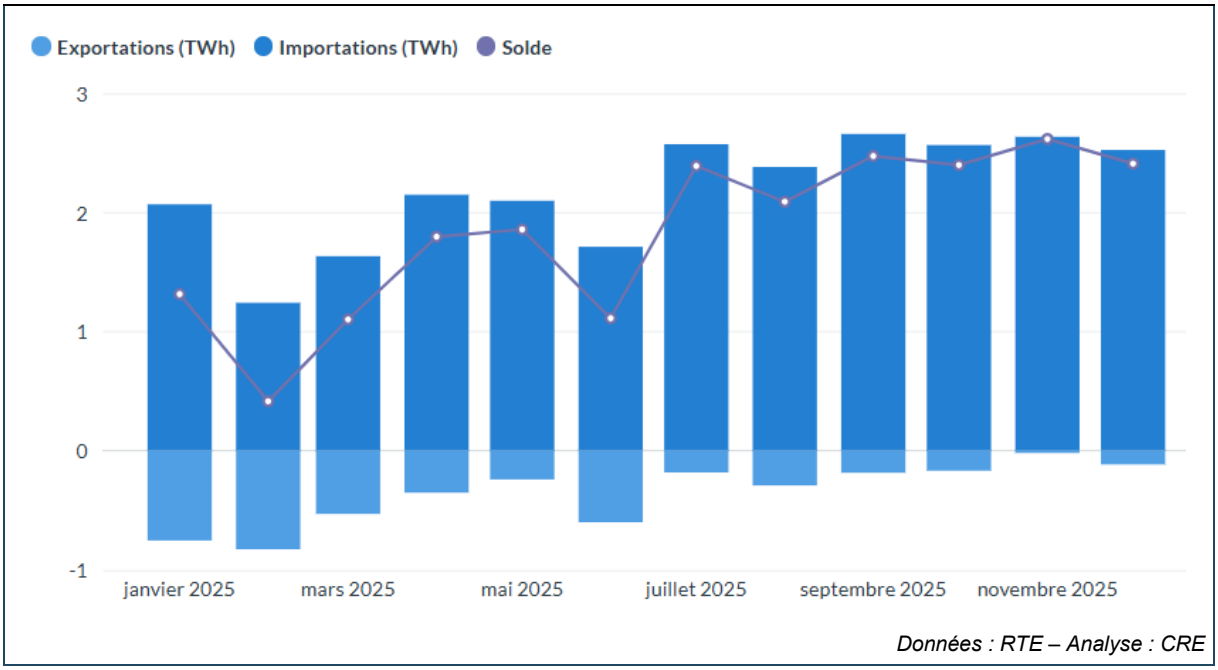


Figure 17 Echanges avec l'Allemagne et la Belgique en 2025

- ***France-Grande-Bretagne***

Le marché français a été exportateur net vers la Grande-Bretagne d'environ 22,6 TWh en 2025.

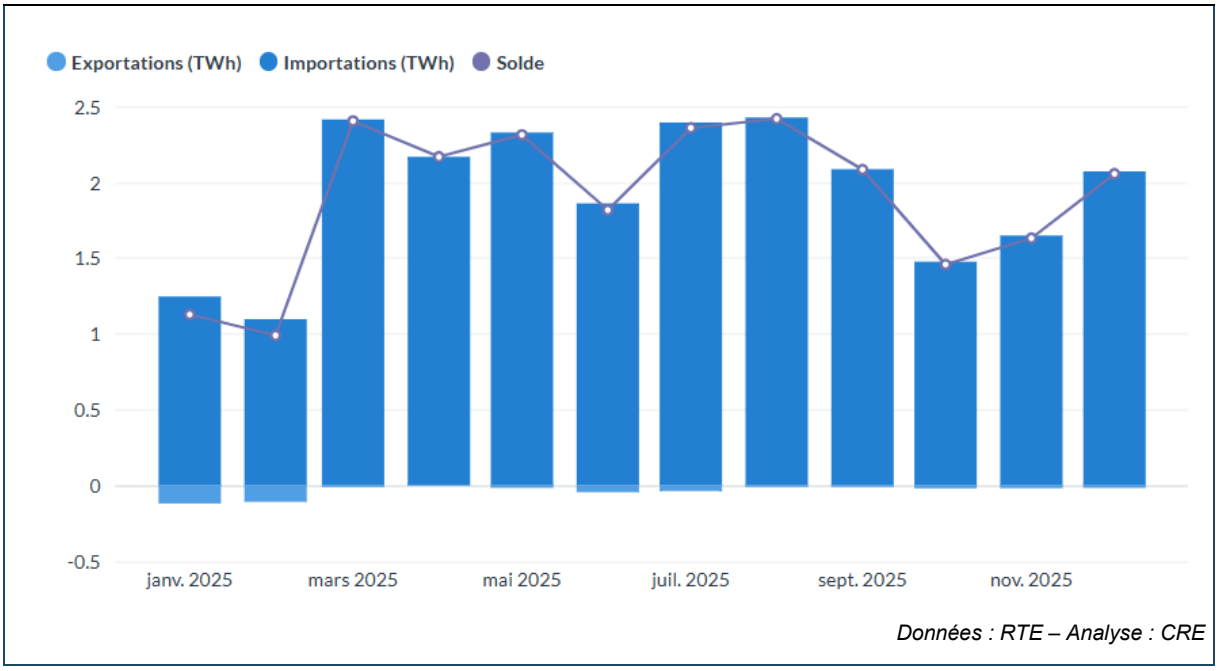


Figure 18 Echanges avec la Grande-Bretagne en 2025

- ***France-Espagne***

Le marché français a été exportateur net vers l'Espagne d'environ 0,2 TWh en 2025.

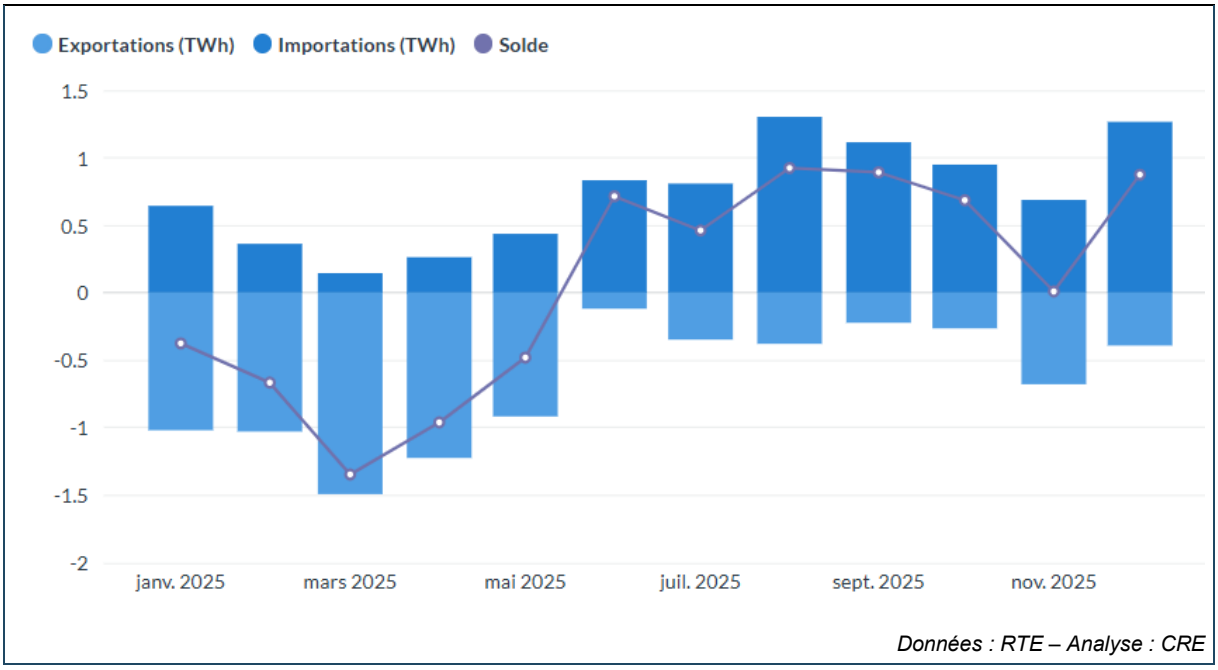


Figure 19 Echanges avec l'Espagne en 2025

- ***France-Italie***

Le marché français a été exportateur net vers l'Italie d'environ 26,2 TWh en 2025.

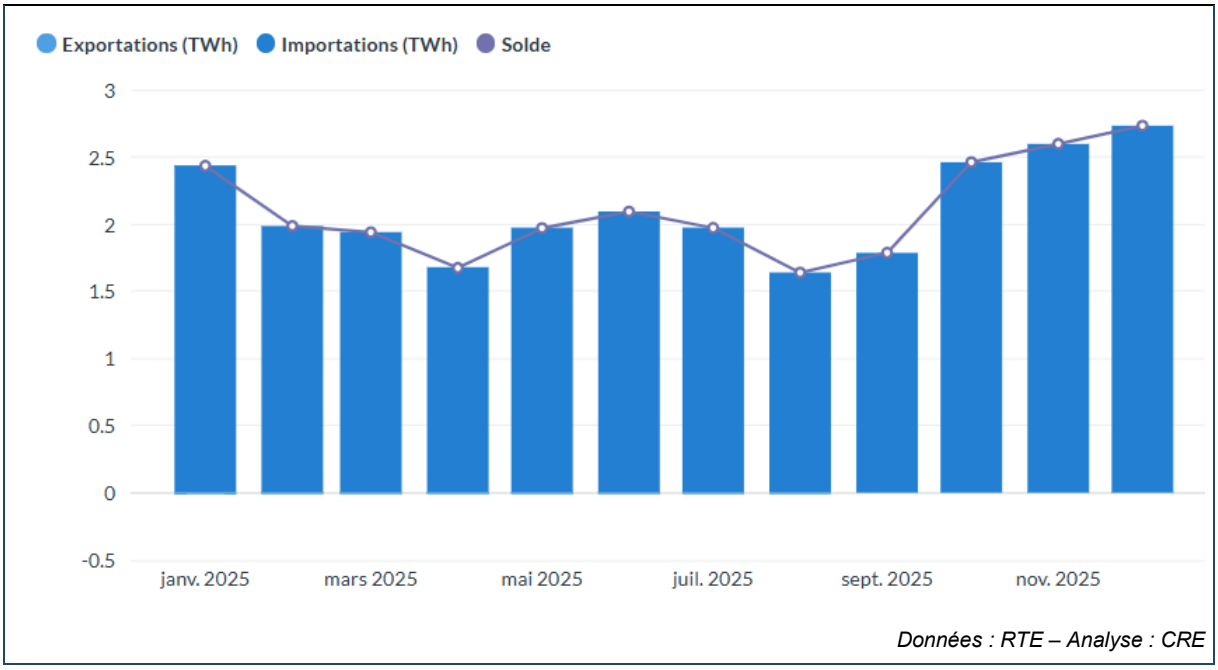


Figure 20 Echanges avec l'Italie en 2025

- ***France-Suisse***

Le marché français a été exportateur net vers la Suisse d'environ 20,1 TWh en 2025.

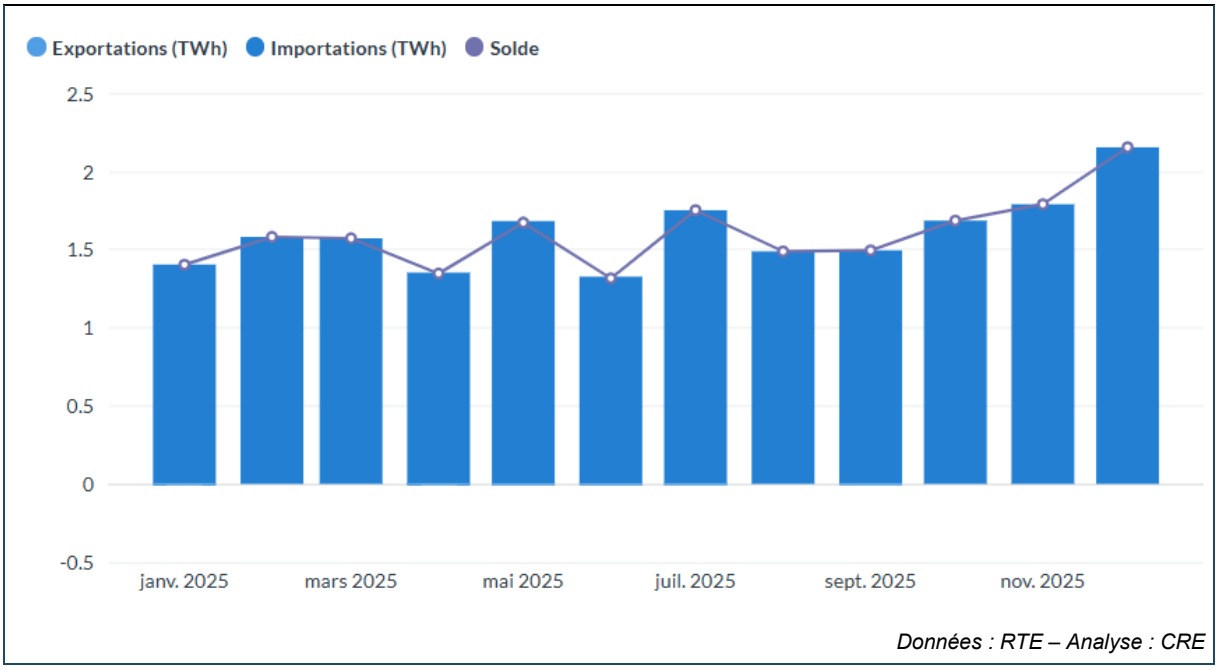


Figure 21 Echanges avec la Suisse en 2025

2.2.1.6 La régulation du parc électronucléaire 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, ont droit à des volumes d'électricité cédés dans le cadre de l'ARENH sous forme de ruban annuel, à hauteur de leur consommation moyenne sur la période de faible consommation d'électricité sur le territoire métropolitain définie comme certaines heures creuses sur les mois d'avril à octobre inclus, pondérée par un coefficient reflétant la part de la production nucléaire dans la consommation d'électricité nationale moyenne sur la même période de faible consommation.

Les allocations aux fournisseurs des volumes d'électricité à prix régulé sont mises en œuvre par la CRE et s'effectuent, pour ce qui concerne la fourniture des consommateurs finals, dans la limite du volume global maximal annuel aujourd'hui fixé à 100 TWh[111]. La fourniture aux gestionnaires de réseaux pour 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 1er 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

[111] 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

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 2025

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 2025, les demandes d'ARENH des fournisseurs sont quasiment équivalentes à celles pour l'année 2024, atteignant un niveau global de 134,93 TWh (contre 130,41 TWh en 2024).

Lors de son contrôle ex-post au titre du calcul du complément de prix portant sur l'année 2025, la CRE a constaté une demande excédentaire globale d'environ 6,47 TWh, soit 4,8% de la demande totale initialement formulée par les fournisseurs alternatifs. A ce titre, 110,1 M€ ont été facturés aux fournisseurs s'étant vus allouer un volume d'ARENH supérieur au volume auquel la consommation effective de leur portefeuille de clients ouvrait droit. Parmi eux, quatre fournisseurs ont été pénalisés d'un terme « CP2 » au motif d'une demande excessive, pour un total d'environ 1,9 M€.

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

2.2.1.6.3 Compétences de contrôle du dispositif ARENH par la CRE

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

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

La CRE a précisé les critères utilisés pour procéder, le cas échéant, à la correction d'une demande d'un fournisseur dans sa délibération du 24 octobre 2024[112].

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

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

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

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

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

Le dispositif est entré en vigueur au 1er janvier 2026. Il a nécessité trois décrets en Conseil d'Etat d'application sur lesquels la CRE a rendu des avis, à savoir un décret n° 2025-909 du 5 septembre 2025 relatif à la comptabilité appropriée des transactions de vente et d'achat d'électricité de l'exploitant des centrales électronucléaires historiques, un décret n° 2025-910 du 5 septembre 2025 relatif aux principes méthodologiques régissant l'évaluation par la Commission de régulation de l'énergie des coûts complets de production de l'électricité au moyen des centrales électronucléaires historiques, et un décret n° 2026-55 du 4 février 2026 relatif au versement nucléaire universel.

Dans le cadre de cette nouvelle régulation, la CRE détient un rôle central, autant dans l'élaboration du dispositif que dans sa gestion opérationnelle. Elle est notamment chargée :

- d'évaluer les coûts complets de production du parc nucléaire de l'exploitant historique, dont sa première évaluation a été publiée le 30 septembre 2025, qui ont servi de base au Gouvernement pour déterminer les seuils de taxation des revenus issus de l'exploitation du parc nucléaire historique par un arrêté du 11 février 2026 ;
- d'établir un suivi de la comptabilité des revenus issus de la production du parc nucléaire historique *via* une comptabilité appropriée dont les règles ont été approuvées par une délibération n° 2026-08 du 14 janvier 2026 ;
- de déterminer le montant de la minoration des prix de l'électricité et d'établir les guichets de compensation des fournisseurs appliquant la minoration à leurs clients via les montants issus de la taxe ;

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

- de surveiller les fournisseurs dans l'application de la minoration sur les factures d'électricité des consommateurs.

En l'état actuel des informations dont dispose la CRE, et sur la base des seuils de taxation définis par le Gouvernement, la CRE n'anticipe pas d'activation du dispositif de taxation des revenus de production du parc nucléaire et de redistribution pour les consommateurs finals dans un horizon proche. Ces anticipations font l'objet de publications régulières au marché conformément au décret n° 2025-909 du 5 septembre 2025 susmentionné.

2.2.1.7 La surveillance du marché de gros

2.2.1.7.1 Les enjeux de la surveillance

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

Le REMIT confie la supervision des marchés de gros de l'énergie au niveau européen à l'ACER, en coopération avec les régulateurs nationaux. L'article 16 du REMIT prévoit également la coopération avec l'Autorité européenne des marchés financiers (AEMF[113]) et les autorités financières et de concurrence.

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

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

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

Le REMIT révisé introduit des montants minimums de plafonds de sanctions, consistant en des pourcentages du chiffre d'affaires pour les personnes morales et de montants pour les personnes physiques, en fonction du type de manquement sanctionné. L'article L. 134-27 du code de l'énergie a

[113] En anglais *European Securities and Markets Authority - ESMA*

été modifié par la loi n° 2025-391 du 30 avril 2025, en cohérence avec ces plafonds. Il est important de noter que le montant de chaque sanction imposée par le CoRDiS est déterminé individuellement pour chaque dossier, en tenant compte de circonstances de l'affaire examinée *in concreto*. Ainsi, le 1° de l'article L. 134-27 du code de l'énergie indique que le montant de la sanction pécuniaire est *« proportionné à la gravité du manquement, à la situation de l'intéressé, à l'ampleur du dommage et aux avantages qui en sont tirés.* » et précise que, dans le cas d'un manquement au REMIT*, « il est fait application des critères d'appréciation prévus aux paragraphes 1 et 7 de l'article 18 du même règlement. »* Les montants des sanctions sont donc difficilement comparables d'une décision à l'autre. La loi n° 2025-391 du 30 avril 2025 a également introduit à l'article L. 134-27 du code de l'énergie la possibilité pour le CoRDiS de prononcer d'autres mesures (« *une injonction à mettre fin au manquement, la restitution du montant de l'avantage retiré du manquement ou des pertes que celui-ci a permis d'éviter, un avertissement ou une communication au public ou une astreinte* ») prévues par l'article 18 du REMIT révisé relatif aux sanctions.

2.2.1.7.2 La surveillance des marchés de gros par la CRE en 2025

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 19ème édition, portant sur l'année 2025, a été publiée le 25 juin 2026.

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 plus de 26 millions de transactions sur les marchés de gros de l'énergie en 2025, pour un volume de 5 495 TWh échangés et plus de 203 Mds€ en valeur (électricité et gaz ; contrats portant sur l'énergie, sur les capacités d'échange transfrontalières et les capacités de stockage de gaz).

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

La détection interne repose sur des outils automatisés visant à surveiller des segments de marchés pour détecter des scénarios et des comportements spécifiques des acteurs du marché, à partir des données de marché collectées par l'ACER dans le cadre de REMIT, et des données collectées directement par la CRE auprès de certains acteurs du marché. Des analyses peuvent également être conduites sur la base du suivi de la conjoncture des marchés (épisodes de prix élevés, etc.) et des fondamentaux. Plus de 800 alertes portant sur l'année 2025 ont fait l'objet d'analyses dédiées par la CRE ; 14 % d'entre elles ont nécessité des actions complémentaires, notamment des demandes d'information aux acteurs concernés.

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

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

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

23 notifications de comportements suspects ont été ainsi reçues par la CRE en 2025 (incluant celles émises par les PPAETs), en forte hausse par rapport à la moyenne de 9 notifications par an sur la période 2020-2024. La CRE reçoit en effet des nouveaux types de signalements d'acteurs liés à

l'extension de l'obligation pesant sur les PPAT à certains PPET et à l'extension du champ d'application du REMIT aux produits énergétiques de gros qui sont des instruments financiers.

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 la Présidente 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 2025, dix enquêtes étaient en cours d'investigation par les services de la CRE et une affaire était en cours d'instruction par le CoRDiS. Le 20 janvier 2025, le CoRDiS a sanctionné deux sociétés respectivement à hauteur de 8 et 4 M€ pour des manquements à l'article 5 du REMIT (interdiction des manipulations de marché) sur le marché de gros du gaz en 2019 et 2020 concernant les capacités de transport de gaz naturel entre la France et l'Espagne. Cette décision de sanction fait suite à une enquête de la CRE. Les deux sociétés ont formé un recours contre cette décision du CoRDiS.

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 2025, à 41,1 millions de sites, ce qui représentait 414 TWh de consommation annuelle d'électricité.

Les clients peuvent disposer de deux types de contrats :

- les contrats aux tarifs réglementés de vente (uniquement pour les clients particuliers et pour les petits clients professionnels), dont les évolutions sont fixées par les pouvoirs publics114 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	35 024 000
Sites non résidentiels	5 394 000

Source : Données 2025, GRD, RTE, Analyses CRE

Figure 22 Répartition des consommateurs finals par type de site (au 31 décembre 2025)

	Consommation 2025 en TWh
Sites résidentiels	146,4
Sites non résidentiels	260,7

Source : Données 2025, GRD, RTE, Analyses CRE

Figure 23 Répartition de la consommation annuelle des consommateurs finals (au 31 décembre 2025)

Le développement des offres de marché sur le **marché résidentiel** en 2025 se poursuit à un rythme légèrement inférieur à 2024 : 875 000 sites supplémentaires sont passés en offre de marché en 2025, contre un peu plus d'un million en 2024.

Au 31 décembre 2025, 15,5 millions de sites résidentiels sur un total de 35 millions (soit 44 %) sont en offre de marché. L'augmentation de la part des contrats en offre de marché (+2 pts % par rapport à

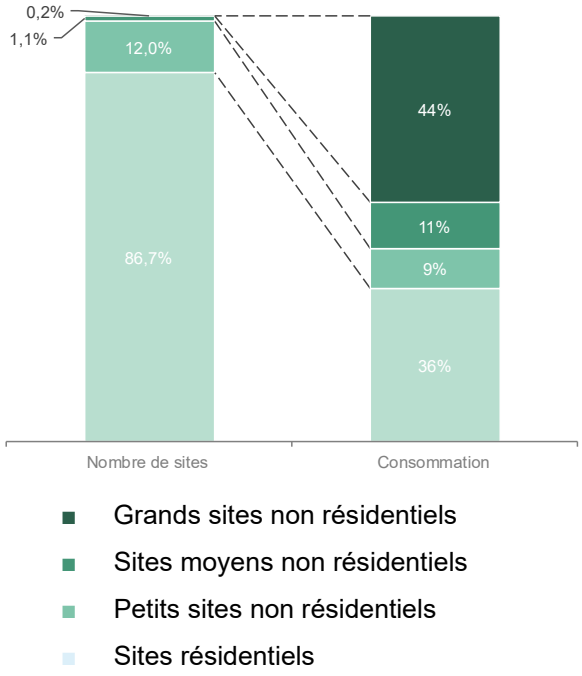
[114] La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a pour mission de proposer, depuis le 8 décembre 2015, aux ministres de l'énergie et de l'économie ces tarifs réglementés de vente (TRV) de l'électricité.

2024) est portée à plus de 60 % par les fournisseurs alternatifs qui ont gagné 556 000 clients, contre 506 000 sites en 2024. Les fournisseurs historiques ont gagné 319 000 clients supplémentaires en offres de marché sur 2025 (contre 508 000 sur 2024).

Les offres aux tarifs réglementés de vente restent majoritaires et représentent, au 31 décembre 2025, 56 % des sites (contre 58 % au 31 décembre 2024). L'érosion du nombre de sites au TRVE ralentie légèrement en 2025 avec une diminution nette de 637 000 sites en 2025 (contre une diminution de 742 000 en 2024), atteignant 19,5 millions de sites et passant ainsi sous le seuil des 20 millions de sites.

Le nombre de sites en offres de marché sur le **marché non résidentiel** augmente légèrement pour atteindre 3,79 millions de sites, portée par les fournisseurs alternatifs qui enregistrent une augmentation nette de 191 000 sites. Les fournisseurs historiques perdent 101 000 clients en offre de marché en 2025.

Au 31 décembre 2025, 3,79 millions de sites sur un total de 5,39 millions étaient en offre de marché en électricité, dont environ 58 % (soit 2,21 millions) chez un fournisseur alternatif. Au 31 décembre 2025, 33 % des petits sites professionnels ont toujours un contrat au tarif réglementé de vente, représentant environ 1 602 000 sites éligibles.



Source : données 2025 GRD, RTE, fournisseurs – Analyse : CRE

Figure 24 Typologie des sites au 31 décembre 2025

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
65 %	51 %	50 %	59 %	67 %

Source : Données 2024, GRD, RTE, Analyses CRE

Figure 25 Parts de marché des trois fournisseurs historiques les plus significatifs sur chaque segment et sur l'ensemble du marché (en nombre de sites au 31 décembre 2025)

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 %	33 %	34 %	26 %

Source : Données 2025, GRD, RTE, Analyses CRE

Figure 26 Parts de marché des trois fournisseurs alternatifs les plus significatifs sur chaque segment et sur l'ensemble du marché (en nombre de sites au 31 décembre 2025)

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

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
55 %	48 %	45 %	53 %	69 %

Source : Données GRD, RTE, Analyses CRE

Figure 27 Parts de marché des trois fournisseurs historiques les plus significatifs pour chaque segment et sur l'ensemble du marché en volume (au 31 décembre 2025)

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
24 %	24 %	35 %	37 %	24 %

Source : Données GRD, RTE, Analyses CRE

Figure 28 Parts de marché des trois fournisseurs alternatifs les plus significatifs sur chaque segment et sur l'ensemble du marché en volume (au 31 décembre 2025)

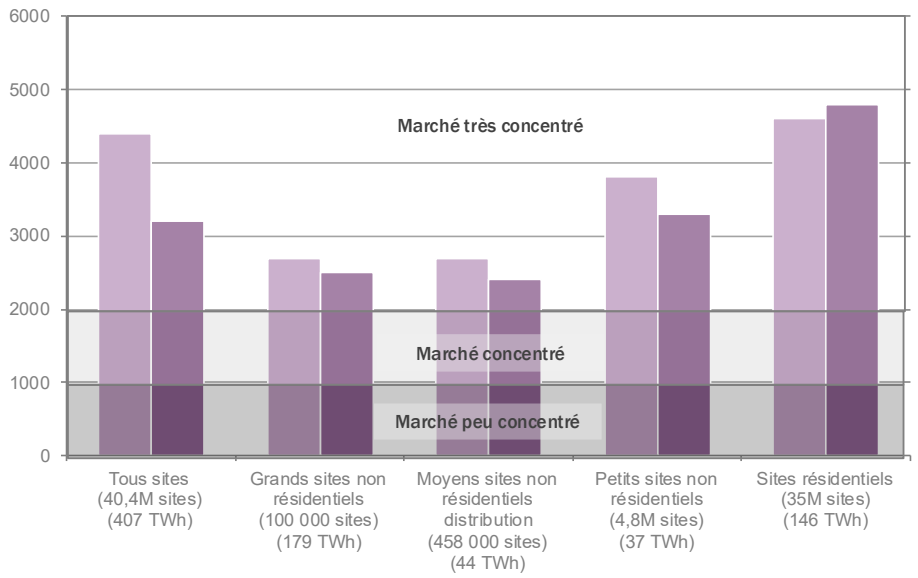
2.2.2.1.4 La concentration du marché

Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)[115] en nombre de sites et en volume pour les différents segments du marché de détail. Cet indice mesure la concentration du marché pour chaque segment de clientèle.

En 2025, la concentration du marché[116], a légèrement diminué de quelques points (entre 100 et 300) sur tous les segments en volume et en sites. Le marché de détail de l'électricité reste un marché très concentré en termes de sites, notamment sur le segment résidentiel.

[115] 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.

[116] 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.

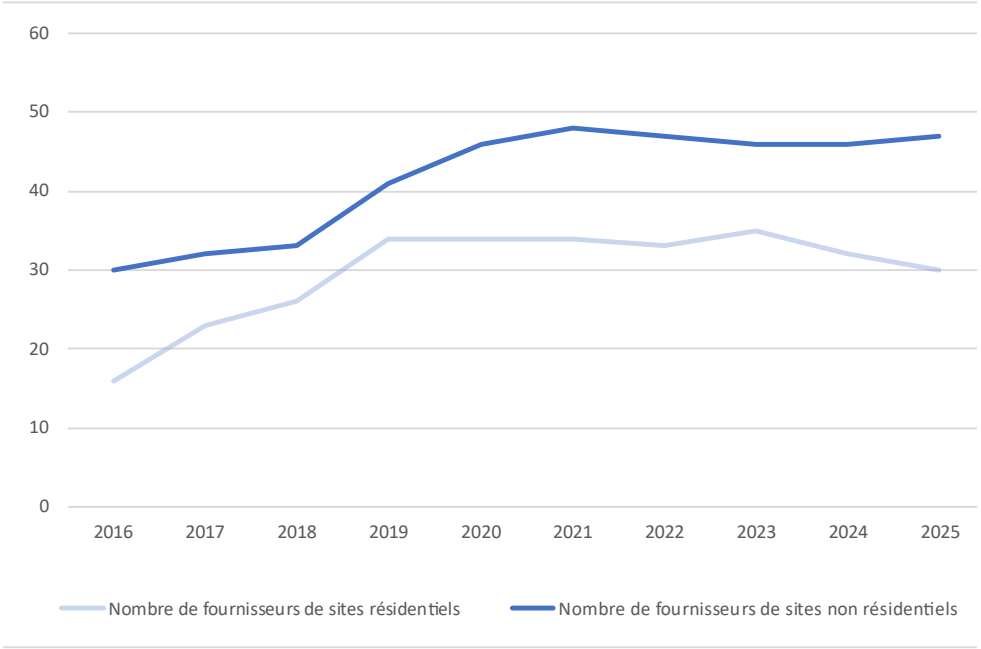


Source : GRD, RTE – Analyse : CRE

Figure 29 Indice HHI pour les différents segments de clientèle (2025)

2.2.2.1.5 Les fournisseurs

Au 31 décembre 2025, 30 fournisseurs nationaux[117] et déclarés auprès de la CRE possédaient au moins un client résidentiel en portefeuille (légère diminution par rapport à 2024). Sur le segment non résidentiel, 46 fournisseurs nationaux sont déclarés fin 2025 un nombre stable par rapport à 2024.



[117] Les fournisseurs nationaux sont ceux qui ont déclaré proposer des offres dans au moins 90 % des communes de France métropolitaine raccordées au réseau d'électricité (hors Corse).

Source : énergie-info.fr, Analyses CRE

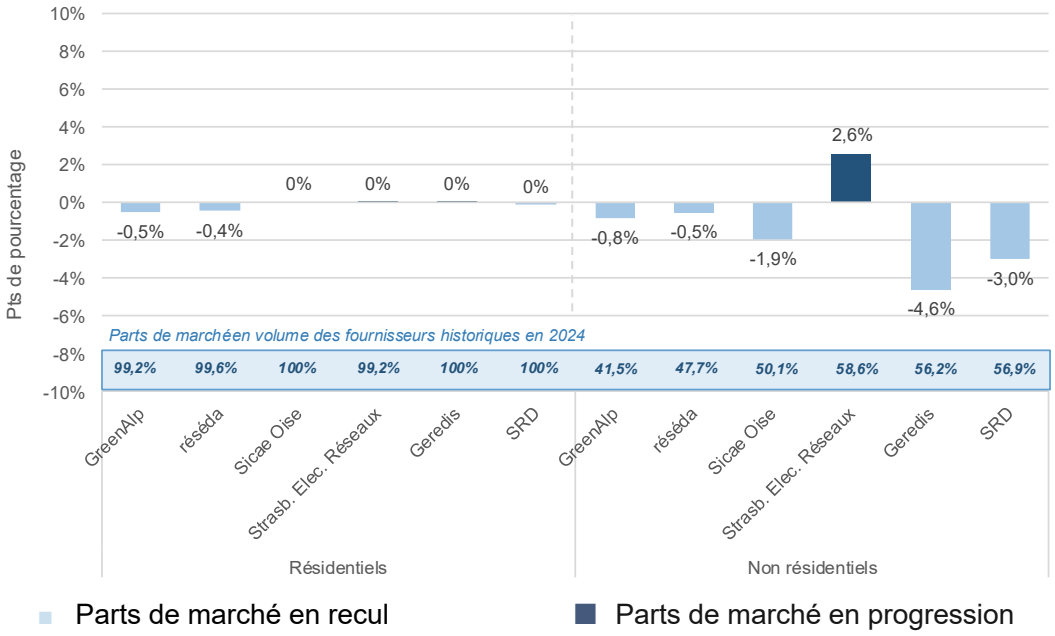
Figure 30 Les fournisseurs nationaux d'électricité fin 2025

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

Contrairement au périmètre d'ENEDIS (couvrant plus de 95 % des sites français), le développement de la concurrence sur le territoire des autres GRD reste toujours très limité sur le segment résidentiel, avec une présence du fournisseur historique à plus de 98 % chez de nombreuses ELD.

Entre 2024 et 2025, les parts de marché en nombre de site des fournisseurs alternatifs sur le segment résidentiel chez les six principales ELD sont passées en moyenne de 0,55 % à 0,74%. En volume ces parts de marchés sont passées de 0,48 % en 2024 à 0,66 % en 2025.

Sur le segment non résidentiel, si les fournisseurs alternatifs attirent un nombre relativement faible de consommateurs mais en progression : les parts de marchés passant de 7,9 % à 8,6 % entre 2024 à 2025, en termes de volumes livrés ils sont presque à parts égales avec les fournisseurs historiques passant de 43,7 % à 45,1 %.



Source : Gestionnaires de réseaux, Analyses CRE

Figure 31 Evolution des parts de marché par fournisseur historique entre 2024 et 2025 sur les volumes livrés

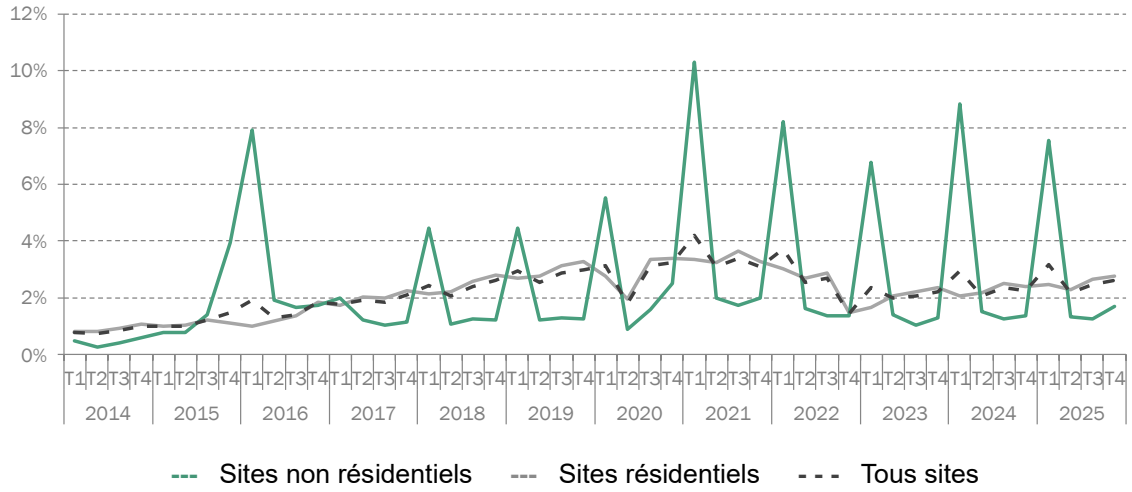
2.2.2.1.6 Analyse des taux de changement de fournisseur

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 2e trimestre 2020, pour reprendre un rythme plus stable sur le reste de l'année. Cependant, le taux de switch annuel est resté relativement stable et s'élevait à 11,5 % en 2020. En 2021, le taux de switch annuel sur le segment résidentiel était en hausse par rapport à 2020 et s'élevait à 13,5 %, avec un taux trimestriel le plus élevé au cours du troisième trimestre de l'année, période forte de déménagements. En 2022 et 2023, dans le contexte de la crise des prix de gros, le taux de switch annuel a diminué pour s'établir à 10,1 % et 8,3% respectivement. En 2024, le taux de switch annuel remonte à 9,4%, l'année 2025 confirme la reprise de mobilité des consommateurs résidentiels avec une progression du taux à 10,2%.

Concernant le segment non résidentiel, la CRE note un pic de mobilité structurel au 1er janvier de chaque année (échéance de renouvellement de contrats). 2025 n'a pas échappé à la règle avec un taux de switch de 7,6 % au 1er trimestre 2025, bien que légèrement plus bas qu'en 2024 où le taux trimestriel avait atteint 8,8 %, le taux le plus élevé sur ce trimestre depuis 2021 (10,3 %). Le taux de switch annuel en 2025 est également légèrement inférieur à l'année précédente passant à 11,8 % contre 12,9 %.



Source : Données 2025, GRD, RTE, Analyses CRE

Figure 32 Taux de switch trimestriel

2.2.2.2 Les prix et les offres

2.2.2.2.1 Qui a droit à quel type d'offre ?

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

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

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

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

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

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

2.2.2.2.2 Les tarifs réglementés de vente

- ***Méthodologie de calcul des tarifs réglementés***

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

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

Les dispositions des articles R. 337-18 à R. 337-24 du code de l'énergie mettent en œuvre la tarification par empilement en niveau et en structure des TRV. Cette méthodologie de calcul des tarifs réglementés vise à garantir la « contestabilité » de ces tarifs par les fournisseurs alternatifs, c'est-à-dire « *la faculté pour un opérateur concurrent d'EDF présent ou entrant sur le marché de la fourniture d'électricité de*

proposer, sur ce marché, des offres à prix égaux ou inférieurs aux tarifs réglementés » (Conseil d'Etat, décision du 7 janvier 2015, N° 386076).

S'agissant de l'année 2026

La CRE a proposé une évolution des TRVE le 14 janvier 2026[118], pour application au 1er février.

La CRE propose une baisse du niveau moyen des TRVE de – 0,36 % HT (soit – 0,59 €/MWh HT) ou - 0,83 % TTC (soit – 1,99 €/MWh TTC) par rapport aux TRVE en vigueur et qui se décompose en :

- - 0,24 % HT soit – 0,40 €/MWh HT ou – 0,74 % TTC soit – 1,77 €/MWh TTC, pour les tarifs bleus résidentiels ;
- - 1,29 % HT soit – 2,14 €/MWh HT ou – 1,58 % TTC soit – 3,82 €/MWh TTC, pour les tarifs bleus professionnels.

Cette évolution est la conséquence de :

- la baisse du coût de l'approvisionnement en énergie (soit – 4,22 % sur les TRVE HT) par rapport au niveau de 2025. Cette évolution prend en compte la délibération n°2023-355 du 13 décembre 2023 portant communication sur la méthode d'approvisionnement des TRVE pour l'année 2026 qui précise que la totalité de l'approvisionnement en énergie des TRVE dès 2026 sera réalisée à un coût représentatif des marchés de gros ;
- la baisse du coût de l'approvisionnement en garanties de capacité (soit – 0,79 % HT). Cette évolution prend en compte la délibération du 13 décembre 2023 susmentionnée ;
- l'évolution des coûts de commercialisation d'EDF, incluant la hausse des coûts d'approvisionnement en certificats d'économie d'énergie (CEE) liée à l'entrée en vigueur de la 6e période CEE, qui s'accompagne d'une hausse des niveaux d'obligation annuels (soit + 2,09 % HT) ;
- l'évolution de la rémunération normale de l'activité de fourniture toujours définie comme 2,5 % du tarif hors taxes et hors rattrapages (soit – 0,08 % sur les TRVE HT) ;
- la hausse de la composante des rattrapages incluse dans les TRVE, liée principalement à la fin du rattrapage au titre de janvier 2025 (soit + 2,81 % sur les TRVE HT).

[118] Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 14 janvier 2026 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité

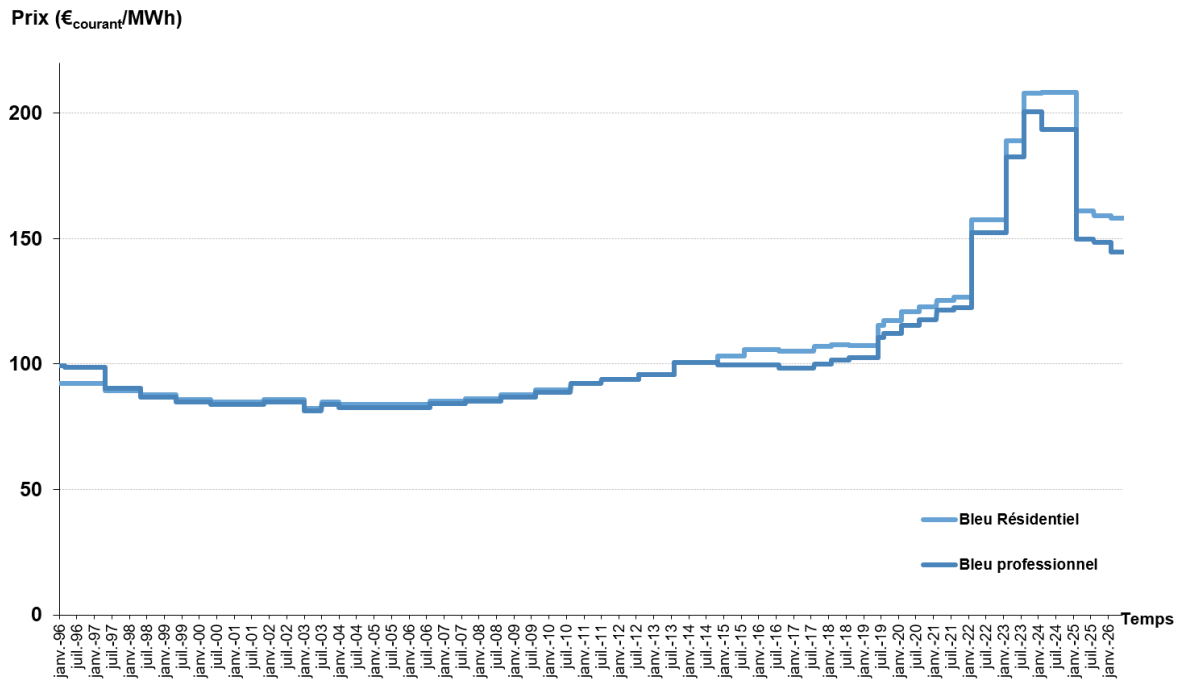
Date	Tarifs bleus résidentiels	Tarifs bleus non résidentiels	Tarifs jaunes	Tarifs verts
15 août 2010*	+3,0 %	+4,0 %	+4,5 %	+5,5 %
1er juillet 2011	+1,7 %		+3,2 %	+3,2 %
23 juillet 2012	+2,0 %		+2,0 %	+2 %
1er août 2013*	+5,0 %		+2,7 %	+0,0 %
1er novembre 2014*	+2,5 %	-0,7 %	+2,5 %	+3,7 %
1er août 2015	+2,5 %	+0,0 %	+0,9 %	+4,0 %
1er août 2016*	- 0,5 %	- 1,5 %		
1er août 2017 *	+1,7%	+1,7%		
1er février 2018	+0,7%	+1,6%		
1er août 2018	- 0,5 %	+1,1%		
1er juin 2019	+7,7 %	+7,7 %		
1er août 2019	+ 1,49 %	+ 1,34%		
1er février 2020	+ 3,00 %	+ 3,10 %		
1er août 2020	+ 1,82 %	+ 1,81 %		
1er février 2021	+ 1,93 %	+ 3,23 %		
1er août 2021	+ 0,48%	+ 0,38%		
1er février 2022	+ 24,29%**	+ 23,64%**		
1er février 2023	+20,00%**	+19,94%**		
1er août 2023	+10,05%	+ 10,04 %		
1er février 2024	+ 0,18 %	- 3,55 %		
1er février 2025	- 22,61%	- 22,67%		
1er août 2025	- 1,27 %	- 0,76 %		
1er février 2026	- 0,24 %	- 1,29 %		

**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 1er février 2022 et +15 %TTC le 1er février 2023*

Source : CRE

Figure 33 Evolution des tarifs réglementés de vente (évolution en moyenne, hors taxes)



Source : Analyse CRE

Figure 34 Evolution du Tarif Réglementé de Vente de vente de l'électricité hors taxes Composantes de la facture de clients type aux tarifs réglementés de vente d'électricité tels que proposés au 14 janvier 2026

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 14 janvier 2026 (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[119]	Ia[120]
Tarif intégré HT (hors CTA)	162,35	151,2
dont Tarif réseau	67,92	56,2
dont Part fourniture	94,43	95,0
CTA*	4,2	3,5
Accise sur l'électricité	30,85	33,7
TVA	39,49	33,0
Tarif TTC	236,9	221,7

Source : CRE

Figure 35 Facture aux tarifs réglementés de vente d'électricité tels que proposés par la CRE dans sa délibération du 14 janvier 2026 (€/MWh)

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

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

[119] Client type RES Base 6 kVA 3,5 MWh/an

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

La définition des clients type est celle d'Eurostat :

Dc : client résidentiel consommation entre 2500 et 5000 kWh.

Ia : client industriel consommation inférieure à 20 MWh.

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

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

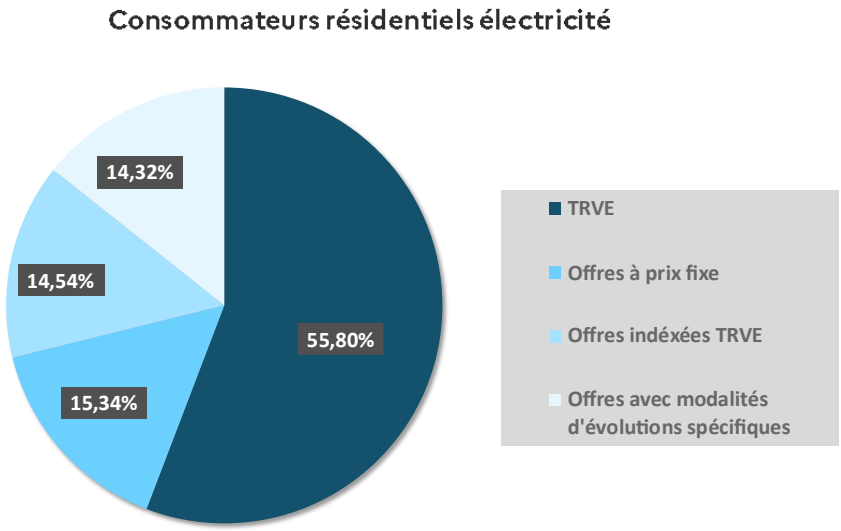
CTA : La Contribution Tarifaire d'Acheminement permet de financer les droits spécifiques relatifs à l'assurance vieillesse des personnels relevant du régime des industries électriques et gazières. Elle est égale à 15 % de la part abonnement du TURPE.

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 30,85 €/MWh depuis le 1er février 2026.

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, 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.



Source : Données transmises par les fournisseurs dans le cadre de la surveillance de la CRE

Figure 36 Distribution des contrats d'électricité des consommateurs résidentiels

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. La diversité des offres et services disponibles ainsi que la connaissance des consommateurs du marché de détail de l'électricité créé des disparités dans les niveaux de prix, et donc de factures, payés par les consommateurs.

Fin 2025, un consommateur résidentiel sur deux[121] en électricité a souscrit un contrat plus compétitif que le tarif réglementé :

- plus de 10 % des contrats d'électricité ont un prix inférieur à TRVE[122] -5% ;
- une grande partie des contrats (près de 40 %) est concentrée sur la tranche des prix situés entre TRVE et TRVE -5%.

Ce constat met en évidence la dynamique concurrentielle sur le marché de détail résidentiel de l'électricité en France : l'espace économique créé par le TRVE incite bien les fournisseurs à optimiser leurs performances et leurs coûts pour développer leurs parts de marché.

Aux contrats plus compétitifs que le TRVE s'ajoutent un peu plus de 20 % de contrats dont le prix lui est très proche et n'excède pas le niveau TRVE+5%. **Au total, ce sont un peu plus de 70 % des consommateurs dont le prix est inférieur ou proche de celui payé par ceux aux tarifs réglementés.** Pour les autres, l'offre est souvent accompagnée d'une électricité garantie verte ou d'une fixation du prix, caractéristiques non disponibles au TRVE.

Pour certains consommateurs, l'économie réalisée par rapport au consommateur moyen en offre de marché dépasse les 152 €/an en électricité. Toutefois, les prix de certains contrats peuvent atteindre des niveaux très élevés avec des économies potentielles allant de 300 à près de 600 €/an par an relativement aux offres disponibles à la souscription les plus compétitives, lesquelles étaient particulièrement présentes en 2025 pour les offres d'électricité.

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.

Fin 2025, 69 % des offres de marché souscrites par les consommateurs sont des offres couvertes par des certificats de garantie d'origine, dont quasi toutes (98 %) sont couvertes à 100 %.

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

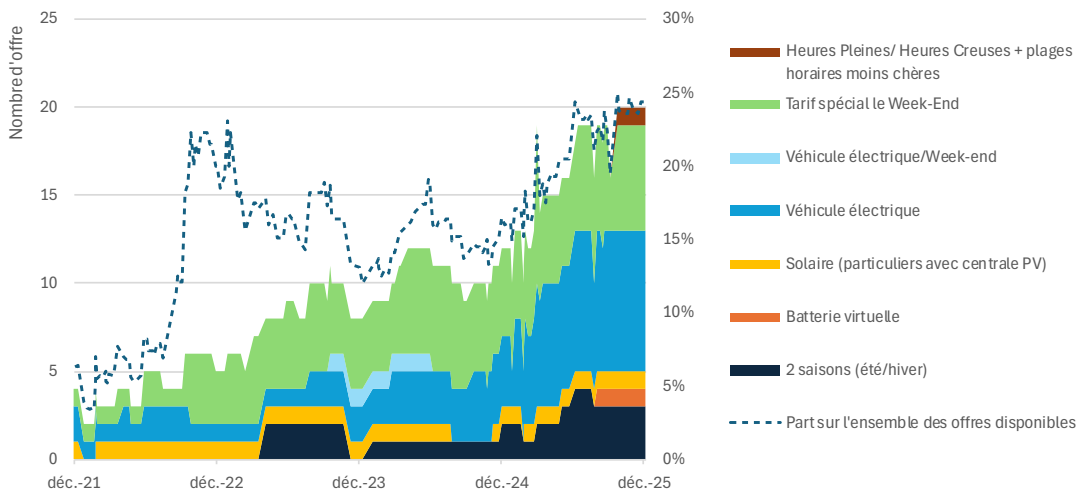
Le déploiement des compteurs communicants a ouvert la porte à un nouveau panel d'offres et sont apparues, notamment, des offres s'appuyant sur de nouveaux postes horo-saisonniers. Les exemples les plus parlants sont les offres « week-end » proposées par ENGIE ou EDF, avec un tarif plus faible le weekend 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. Ainsi en 2025, environ 1 offre sur 4 disponibles à la souscription avait un signal tarifaire plus fin qu'une offre heures pleines/heures creuses ou couplé avec un service additionnel comme l'usage d'une batterie virtuelle ou adossée à une centrale photovoltaïque.

[121] Sur le périmètre de 11,6 millions de consommateurs dont les offres sont surveillées dans le cadre de la cohérence économique des offres mis en place par la CRE.

[122] Moyenne simple entre le niveau du TRVE en février 2025 et août 2025, valide pour la suite de la section lors des comparaisons de prix.



Source : comparateur « énergie-info » du Médiateur National de l'Energie, analyses CRE

Figure 37 Développement des offres à signaux tarifaires et services complémentaires

<u>S'agissant des offres à tarification dynamique :</u>

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 l'article L. 332-7 du code de l'énergie qui dispose, en outre, que la CRE est chargée de définir les modalités selon lesquelles l'offre à tarification dynamique proposée par les fournisseurs de plus de 200 000 sites prennent en compte les variations du marché.

Celles-ci ont été définies par la délibération n°2021-135 du 20 mai 2021[123] qui prévoit que les fournisseurs de plus de 200 000 sites devront proposer aux clients souscrivant une puissance électrique inférieure ou égale à 36 kVA 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. Enfin, la CRE définit les modalités de suivi des offres à tarification dynamique, ainsi que les principes à respecter en termes d'information du consommateur.

La délibération n°2022-215 du 27 juillet 2022 élargit la définition des offres à tarification dynamique que doivent proposer les fournisseurs obligés pour y inclure à titre transitoire, jusqu'au 30 juin 2026, des offres incorporant des signaux tarifaires de flexibilité plus simples et moins risqués pour les consommateurs, en particulier les offres à effacement indissociable de la fourniture.

A l'approche de cette échéance du 1er juillet, la CRE a identifié le besoin de faire évoluer les modalités de mise en œuvre de l'obligation de proposer des offres à tarification dynamique, identifié par des échanges avec les acteurs obligés et au travers des réponses à sa consultation publique n°2026-02[124]. Dans le but de procurer une visibilité suffisante aux fournisseurs obligés sur la mise en œuvre des

[123] <u>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</u>

[124] <u>Consultation publique n°2026-02 du 22 janvier 2026 relative aux modalités selon lesquelles l'offre à tarification dynamique prévue à l'article L. 332-7 II du code de l'énergie prend en compte les variations des prix de marché</u>

évolutions à venir, la CRE a prolongé *via* sa délibération n°2026-128[125] l'application du régime transitoire jusqu'au 30 juin 2027.

La CRE a par ailleurs constaté l'apparition en 2025 de fournisseurs proposant des offres dont le prix est entièrement indexé sur prix spot. Il s'agit de Sobry, créée en 2025, et de Frank Energie, fournisseurs déjà actifs au Pays-Bas, en Belgique et en Espagne. Ces fournisseurs profitent de la fin de la crise des prix de l'électricité entre 2021 et 2023 pour s'établir dans un marché de détail en mutation, avec notamment l'augmentation des volumes en vente sur les marchés de gros à cause de la fin de l'ARENH, ainsi que le phénomène d'augmentation de la volatilité infrajournalière sur ces marchés. La CRE suit avec attention le développement des offres de ces fournisseurs, ainsi que leurs pratiques commerciales, afin de s'assurer de leur adéquation quant aux risques que comportent naturellement les offres à tarification dynamique.

S'agissant des offres de marché bi-énergies :

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

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 comportant le TRVE 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 Heures Pleines/Heures Creuses - 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.

Bien qu'une légère baisse ait été observée au troisième trimestre 2024, les offres d'électricité continuent de se développer, avec une moyenne de 81 offres de fourniture au dernier trimestre 2025. Depuis le 4e trimestre 2025 le comparateur énergie-info du Médiateur national de l'énergie distingue les offres à prix fixes et les offres à prix fixes pouvant répercuter les évolutions du tarif d'acheminement. Les offres à prix fixes (sans distinction) gagnent encore du terrain au T4 2025, représentant plus de la moitié (52 %) des offres disponibles. Ces 52 % se décomposent en 41 % d'offres à prix fixes sans acheminement et 11 % en offres à prix fixes. La part des offres indexées sur les TRVE progresse d'un point de pourcentage (25 %) tandis que la part des offres « Autres » diminue à 23 %.

[125] Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 17 juin 2026 portant décision relative aux modalités selon lesquelles l'offre à tarification dynamique prévue à l'article L. 332-7 II du code de l'énergie prend en compte les variations des prix de marché et modifiant la délibération n°2021-135 du 20 mai 2021

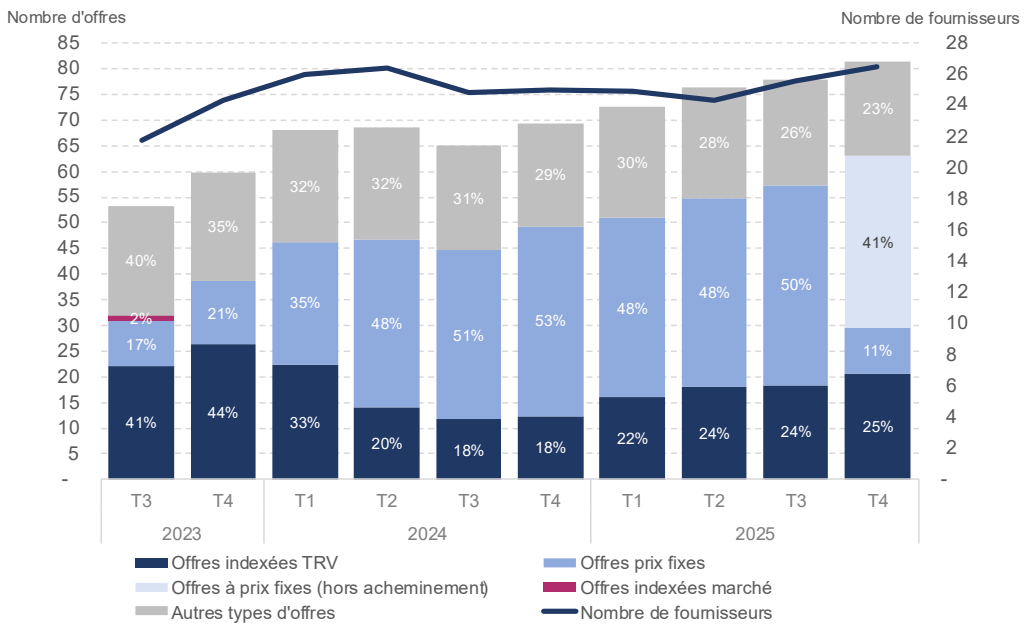
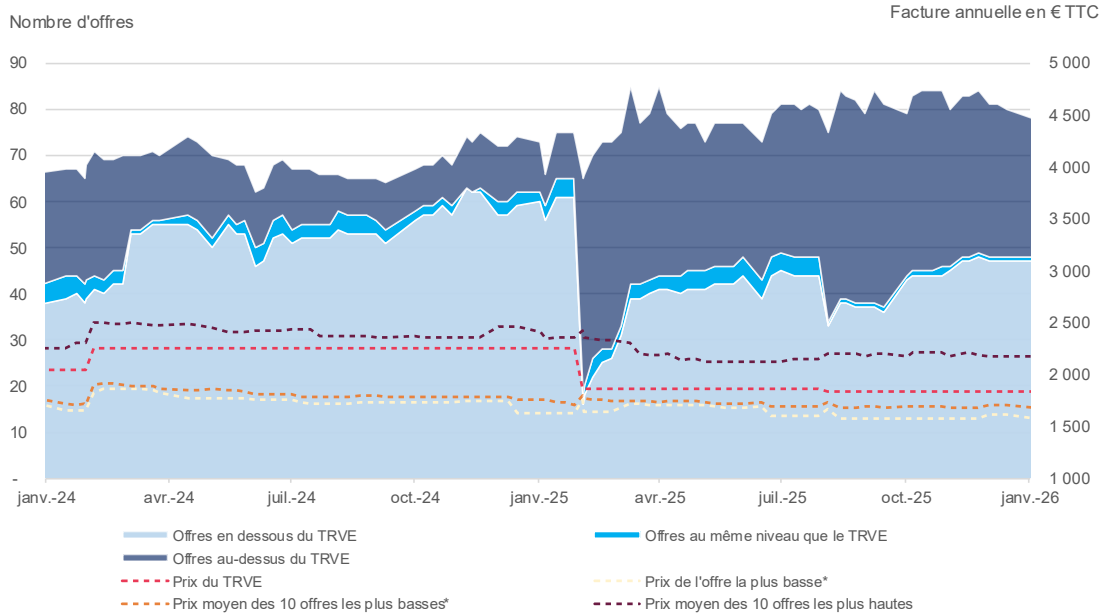


Figure 38: Evolution des offres HPHC proposées sur le site comparateur « énergie-info »

Si en 2024 la part d'offres disponibles à la souscription sur le comparateur « énergie-info » dont les niveaux de prix sont en dessous des niveaux du TRVE atteignait les 79% à fin décembre 2024, le mouvement du TRVE de février 2025 induisant une baisse moyenne de 15 % à réduit temporairement cette part. Aussi, 59 offres en moyenne étaient moins chères que le TRVE en option HP/HC sur le dernier trimestre 2024 et au mois de janvier. Début février, et après la baisse du TRVE, ce nombre tombe à 16 pour les HP/HC mais remonte rapidement à 41 fin mars 2025 et 47 à fin décembre 2025.

Fin décembre 2025, le prix moyen des 10 offres les moins chères (hors offre Tempo) à Paris pour un client moyen en option HP/HC à 9 kVA et consommant 8,5 MWh par an est 7 % moins élevé que le niveau des TRVE TTC.



Source: Comparateur d'offres énergie-info

Figure 39 Evolution des offres pour un client résidentiel HP/HC 9 kVA et comparaison avec le TRVE

2.3 La sécurité d'approvisionnement

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

2.3.1.1 Évolutions relatives à la demande d'électricité

La consommation annuelle brute d'électricité s'est élevée à 446,1 TWh en 2025, un niveau stable par rapport à 2024 (légère hausse de 0,9%). Il s'agit d'un niveau bas par rapport à l'historique. Malgré la stagnation de la consommation, la pointe de consommation a atteint 88 GW, le niveau le plus élevé depuis 2021.

La consommation d'électricité « à température normale » (corrigée des aléas météorologiques et calendaires), estimée par RTE, s'est élevée à 451 TWh en 2025, un niveau stable par rapport à 2024 (+0,4%). Depuis la crise de 2022-2023, la consommation corrigée demeure significativement inférieure à celle observée au cours des années 2010 (-6% par rapport à la moyenne 2014-2019). Cela peut s'expliquer par la persistance des répercussions économiques de la crise énergétique, notamment sur l'industrie, et les progrès liés à l'efficacité énergétique, tandis que l'électrification des usages apparaît en retard par rapport aux objectifs nationaux.

La consommation corrigée du climat des grands consommateurs industriels a reculé de 1,7% en 2025, sous l'effet du contexte macro-économique marqué par de fortes incertitudes géopolitiques et une concurrence international accrue. La consommation des grands consommateurs reste significativement inférieure aux niveaux historiques (-13% par rapport à la moyenne 2014-2019).

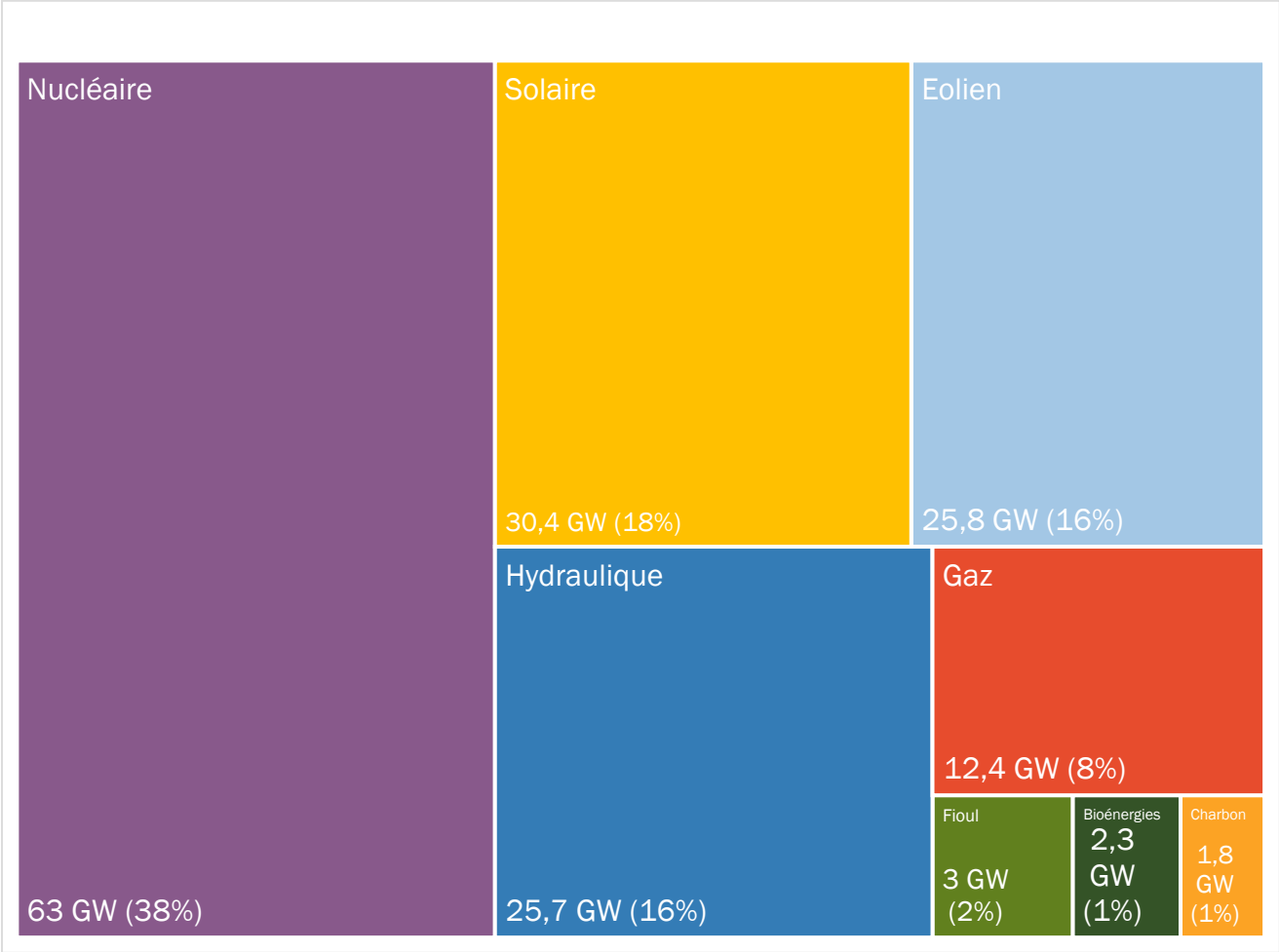
Concernant les prévisions d'évolution de la consommation d'électricité française dans les années à venir, RTE intègre, dans son bilan prévisionnel 2025, des trajectoires contrastées pour tenir compte de l'incertitude sur l'électrification effective de la France.

Dans sa trajectoire de référence qui permet l'atteinte des objectifs *Fit-for-55* et de la Programmation Pluriannuelle de l'Energie, RTE prévoit une hausse de la consommation intérieure d'électricité de l'ordre de 30 % en 2035 par rapport à aujourd'hui (la consommation s'établissant à 580 TWh en 2035). 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 étudie également dans son analyse un scénario de décarbonation lente (augmentation de la consommation plus tardive et plus modeste, qui n'évoluerait pas au rythme nécessaire pour atteindre la neutralité carbone en 2050). Dans ce scénario, la consommation annuelle atteindrait 505 TWh en 2035, soit une augmentation de l'ordre de 12% par rapport à aujourd'hui.

2.3.1.2 Évolutions relatives à l'offre d'électricité

Au 31 décembre 2025, la capacité totale des moyens de production électrique installés en France continentale s'élevait à 164,5 GW, en augmentation de 8,7 GW par rapport à l'année précédente, principalement du fait de l'augmentation des capacités des parcs solaire (+5,9 GW, un record annuel pour le parc solaire français) et, dans une moindre mesure, du fait de la mise en service du réacteur nucléaire de Flamanville 3 (1,6 GW) et du développement des capacités éoliennes (+1,3 GW). L'EPR de Flamanville a été mis en service progressivement au cours de l'année 2025 et début 2026, après avoir été couplé au réseau fin 2024. La capacité thermique a légèrement reculé (-0,2 GW), avec la fermeture de petites centrales de cogénération.

La disponibilité du parc nucléaire français a augmenté en 2025 pour la troisième année consécutive. En moyenne sur l'année, le taux de disponibilité du parc nucléaire (par rapport à la capacité installée) était de 74% en 2025, contre 71,5% en 2024 et 62,9% en 2023. Ce taux est comparable au niveau observé avant la crise de 2022.



Source : Bilan Electrique 2025, RTE

Figure 40 Le parc électrique installé en France au 31 décembre 2025

Dans sa dernière étude d'adéquation (bilan prévisionnel 2025), RTE considère comme hypothèses de références pour l'évolution du parc électrique à l'horizon 2035[126] une forte augmentation de la capacité installée pour le solaire (+3,5 GW/an, pour atteindre 65 GW en 2035) et l'éolien en mer (13 GW installés en 2035), un développement moins rapide de l'éolien terrestre (+1,5 GW/an, atteignant 40 GW en 2035), et une augmentation de la capacité du parc hydroélectrique limitée en raison d'un gisement limité.

Le parc nucléaire 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). Pour prendre en compte les incertitudes sur le niveau de disponibilité du parc nucléaire français, RTE considère plusieurs trajectoires, avec une production annuelle comprise entre 320 TWh et 380 TWh. La trajectoire médiane représente une production annuelle médiane d'environ 365 TWh, inférieure à la moyenne historique observée avant 2020, mais supérieure aux niveaux réalisés entre 2020 et 2024.

Concernant le parc thermique, RTE retient un socle de capacité d'environ 13 GW en 2030 (contre environ 17 GW aujourd'hui), avec la fermeture des centrales à charbon (prévue en 2027) concomitante avec la fermeture progressive de certaines cogénérations au fioul et au gaz, ainsi que l'arrêt d'un premier centrale à cycle combiné gaz sur le site de Dunkerque. RTE note toutefois que la viabilité économique de toutes ces capacités ne serait pas nécessairement assurée sans rémunération capacitaire.

[126] Trajectoire « R3 » du scénario de référence, cohérente avec les objectifs nationaux fixés dans la Programmation Pluriannuelle de l'Energie.

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 fin 2025, décrit la sécurité d'approvisionnement sur l'horizon 2025-2035. Il distingue deux périodes différentes :

- A court terme, c'est-à-dire à l'horizon 2027, RTE prévoit une situation très favorable en matière de sécurité d'approvisionnement, avec un système électrique doté de marges importantes permettant de garantir le respect du critère de sécurité d'approvisionnement français (2 heures de délestage par an en espérance). Cette situation s'explique notamment par une stabilité de la consommation d'électricité à cet horizon et un développement important de capacités de production renouvelable.
- A l'horizon 2030-2035, la France aurait besoin de capacités supplémentaires pour respecter son critère de sécurité d'approvisionnement dans une trajectoire de décarbonation rapide cohérente avec les objectifs publics, du fait de la hausse anticipée de la consommation, de la fermeture envisagée de centrales thermiques en France et de l'évolution des mix des autres pays européens. Dans le scénario de référence de décarbonation rapide, RTE anticipe une dégradation des marges du système électrique par rapport à 2027, avec un déficit d'environ 2 à 4 GW en 2030-2031 qui se maintiendrait à l'horizon 2035.
- L'étude d'adéquation européenne réalisée par l'ENTSO-E, publiée en 2025 et approuvée par l'ACER (l'ERAA 2024, qui porte sur les années 2026, 2028, 2030 et 2035), identifie, dans son scénario de référence, un risque pour la sécurité d'approvisionnement française sur l'horizon 2026-2028, puis en 2035. Pour l'année 2030 en revanche, l'étude n'identifie pas de risque pour la France, l'analyse aboutit à un nombre d'heures de défaillance dans le pays légèrement inférieur au critère de sécurité d'approvisionnement français

En décembre 2025, l'ACER a publié un avis sur les différences entre l'ERAA 2024 et le bilan prévisionnel 2025 de RTE, qui conclut que l'étude de RTE permet d'identifier de manière robuste les risques de sécurité d'approvisionnement en France.

La refonte du mécanisme de capacité 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 2025 et au 1er semestre 2026, la CRE a ainsi approuvé des modifications de ces règles concernant notamment :

- Le passage du pas de règlement des écarts de 30 minutes à 15 minutes au 1er janvier 2025 pour se conformer aux règlements européens. Cette réduction du pas de règlement des écarts devrait induire une meilleure qualité de prévision des plans de production pour les producteurs d'ENR non pilotable, grâce à cette granularité plus fine, ainsi qu'une meilleure qualité de la fréquence, les GRT ayant à corriger des volumes d'écarts moins conséquents. Les pas de calcul et de rémunération des capacités et des énergies activées par RTE, de programmation des acteurs, des bilans de réserve, des pénalités et abattement ainsi que le pas de temps des publications et des indicateurs ont tous évolué vers une granularité de 15 minutes pour assurer la cohérence du marché.

- La modification des paramètres de la méthode de dimensionnement de la réserve secondaire avec une mise en œuvre au 1er juillet 2025. Cette évolution vise à limiter la volatilité du besoin en capacité de réserve secondaire contractualisé par RTE, tout en respectant les exigences prévues par la règlementation européenne (règlement SOGL).
- Le passage de l'appel d'offre périodique des réserves rapide et complémentaire (RR-RC) d'une période annuelle à trimestrielle ainsi que la mise en œuvre d'un nouvel appel d'offre journalier pour la contractualisation de réserve rapide à la baisse. Ce nouveau produit de réserve tertiaire à la baisse vise à offrir à RTE des moyens additionnels pour équilibrer le système en période de surproduction, des épisodes de manques de moyens d'ajustement à la baisse étant de plus en plus régulièrement observé entre les mois d'avril et octobre.
- La mise à jour de l'ensemble de ces règles pour constituer la deuxième version des règles harmonisées de marchés, avec une date de mise en œuvre au premier janvier 2026. Cette mise à jour contient notamment l'obligation de l'ensemble des installations de plus de 10 MW à participer au mécanisme d'ajustement, les modalités de participation à la plateforme européenne MARI, la construction d'un indicateur de qualité des programmes transmis à RTE, ainsi qu'une nouvelle trame de certification à la réserve secondaire pour les actifs de production intermittents.
- La création d'un nouveau produit de réserve rapide d'équilibrage à la hausse, ainsi que la modification des paramètres de la méthode de dimensionnement de la réserve tertiaire à la hausse et à la baisse dont la mise en œuvre est prévue en octobre 2026. Ces évolutions visent à préparer le passage de la fermeture du guichet infrajournalier transfrontalier de 60 à 30 minutes avant le temps réel, tout en respectant les exigences prévues par la règlementation européenne (règlement SOGL).

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

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

Le 15 avril 2026, RTE s'est connecté à la plateforme MARI pour l'échange d'énergie de réserve manuelle activable en moins de 13 minutes. La connexion à la plateforme MARI s'inscrit pleinement dans le processus actuel d'évolution des marchés de l'équilibrage de RTE. Aujourd'hui la « fenêtre opérationnelle » de RTE, durant laquelle les échanges transfrontaliers *via* le marché infrajournalier entre zones sont figés et pendant laquelle RTE est chargé d'équilibrer le système électrique en procédant à des modulations de production et/ou de consommation au moyen des marchés de l'équilibrage, débute à compter d'une heure avant le temps réel. En 2029, cette fenêtre opérationnelle sera réduite à 30 minutes, privant RTE de ses leviers d'activation les plus lents (nucléaire, TAC). RTE doit donc développer des produits activables dans des temps réduits. A ce titre, la plateforme MARI permettra à RTE d'accéder à un gisement supplémentaire d'offres plus réactives.

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

2.3.2.2 Le mécanisme de capacité

2.3.2.2.1 L'actuel 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 2024 pour l'année de livraison 2025, ainsi qu'une visant l'année de livraison 2021, une pour l'année de livraison 2023, une pour l'année de livraison 2024, et quatre pour l'année de livraison 2026.

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

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

Au total, la moyenne des prix des enchères, prise en compte par la CRE dans le calcul des tarifs réglementés de vente pour 2024, hors effet d'écrêtement de l'ARENH[127] s'est établie à 14 652 €/MW, au plus bas depuis 2019 après un pic à 45 622 €/MW pour l'année de livraison 2023 et un niveau d'avant-crise pour l'année de livraison 2024 (27 094 €/MW).

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

En 2023, il a été acté que la durée de la dernière année de livraison du mécanisme serait raccourcie de janvier à mars 2026 pour permettre la mise en place d'un futur mécanisme de capacité à partir de novembre 2026. En conséquence, la CRE a fixé[128] 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.

2.3.2.2.2 Le nouveau mécanisme de capacité

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 a servi de base aux réflexions menées autour d'une refonte du mécanisme de capacité. Ces réflexions ont conduit à la réforme du mécanisme de capacité par l'article 19 de la loi n° 2025-127 du 14 février 2025 de finances pour 2025. La Commission européenne a, par une décision SA.117564 du 22 décembre 2025, autorisé cette réforme au titre du droit des aides d'Etat.

Un décret en Conseil d'Etat d'application, publié après avis de la CRE, est venu préciser les principes d'évaluation et de définition du besoin en capacités de production, de stockage et d'effacement, les contributions transfrontalières à la sécurité d'approvisionnement française, la certification des capacités, les procédures de sélection des capacités, y compris l'application d'un prix plafond intermédiaire pour les capacités existantes et l'inclusion d'un volume offert exclusivement aux flexibilités, les écarts et les

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

[128] 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

règlements financiers et enfin le dispositif de contractualisation pluriannuelle. Les règles opérationnelles du nouveau mécanisme de capacité ont été arrêtées le 18 mars 2026, après avis de la CRE.

Il résulte de ces dispositions que RTE se voit attribuer un rôle primordial dans le nouveau mécanisme qui devient centralisé :

- RTE assure le versement de la rémunération aux exploitants de capacités en contrepartie de leurs engagements de disponibilité. A cette fin RTE se voit affecter le produit de la taxe de répartition des coûts du mécanisme de capacité.
- RTE est chargé de la constatation et du recouvrement de cette taxe auprès des contributeurs au mécanisme pour la fourniture ou la consommation d'électricité pendant la période de pointe du système.
- RTE est par ailleurs chargé de l'organisation des procédures concurrentielles permettant de sélectionner les exploitants de capacités sur la base de critères transparents et non-discriminatoires. Ces procédures sont organisées au regard du besoin en capacités identifié à travers le critère de sécurité d'approvisionnement en électricité.
- RTE certifie les capacités, lesquelles peuvent également être certifiées par un gestionnaire de réseau de distribution le cas échéant.
- RTE comptabilise les engagements de disponibilité des exploitants, lesquels sont matérialisés par un contrat avec RTE. L'engagement porte sur un périmètre de certification dont le titulaire est, soit un exploitant de capacité, soit un tiers si un transfert de responsabilité a été opéré. Il est responsable des écarts entre la capacité effective et la capacité faisant l'objet d'un engagement de disponibilité. RTE calcule ces écarts et perçoit la pénalité financière appliquée aux exploitants le cas échéant.

La méthodologie d'établissement du besoin en capacités et les paramètres techniques et économiques des enchères, ainsi que le paramétrage du mécanisme de capacité pour la période de livraison 2026-2027 ont été arrêtés le 18 mars 2026, conformément aux propositions de la CRE du 10 février 2026 (délibérations n° 2026-42 et 2026-43). Ces propositions ont été élaborées sur la base des rapports transmis par RTE. L'enchère pour la période de livraison 2026-2027 s'est tenue début juillet 2026, où le prix d'équilibre s'est établi à 28 183 €/MW pour 82 447 MW sélectionnés.

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 1er janvier 2005, il existe en France deux gestionnaires de réseaux de transport de gaz : les sociétés NaTran (ex-GRTgaz) et Teréga (ex-TIGF).

NaTran est détenu par Engie à hauteur de 60,8 % et par un consortium public, la Société d'Infrastructures Gazières (SIG), composé de la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC) et de CNP Assurances à hauteur de 38,6 %. Le FCPE NaTran Alto (Fonds Commun du Plan d'Epargne pour les salariés) détient également des parts à hauteur de 0,5 %. NaTran possède elle-même des parts à hauteur de 0,1 % correspondant à des rachats de parts Alto (liées à la vente de parts par les salariés) mais qui ne donnent pas droit à vote. NaTran opère un réseau de canalisations long d'environ 32 600 km, recouvrant une grande partie du territoire français à l'exception du Sud-Ouest. NaTran a acheminé 588 TWh de gaz en 2025.

Teréga opère un réseau long d'environ 5 100 km dans le Sud-Ouest de la France, qui constitue une zone d'équilibrage unique. 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 Raffles Infra Holdings Limited (société de droit anglais gérée par GIC Special Investments Private Limited, société de droit singapourien), à hauteur de 18 % par Ouestgaz SAS (détenu en totalité par Electricité de France S.A.), à hauteur de 9 % par Predica (Prévoyance Dialogue du Crédit Agricole S.A.) et à hauteur de 1 % par Crédit Agricole Assurances Retraite (CAAR). Teréga a acheminé 36 TWh de gaz en 2025.

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

NaTran a été certifié par la CRE en tant que gestionnaire de transport indépendant de l'entreprise verticalement intégrée (EVI) selon le modèle de séparation patrimoniale (ITO, « *Independent Transmission Operator* ») le 26 janvier 2012[129].

La CRE a maintenu la certification de NaTran[130] en modèle ITO à la suite de l'augmentation de capital de la société SIG au sein du capital de NaTran.

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

Conformément aux dispositions des articles L. 111-17 et L. 111-18 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 contrôlée par l'EVI, au plus tard deux mois avant son entrée en

[129] Délibération de la CRE du 26 janvier 2012 portant décision de certification de la société GRTgaz

[130] Délibération de la CRE du 9 décembre 2021 sur le maintien de la certification de GRTgaz

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 2025, 35 contrats conclus entre NaTran et l'EVI ou entre NaTran et les sociétés contrôlées par l'EVI ont été examinés par la CRE. L'ensemble de ces contrats a fait l'objet d'une décision favorable de la CRE.

La CRE reste également attentive à ce qu'en matière de déontologie, les règles internes garantissent l'indépendance des salariés et des dirigeants de NaTran vis-à-vis de la maison-mère. La CRE a approuvé la reconduction d'un administrateur indépendant appartenant à la « minorité » du conseil d'administration de NaTran en avril 2025 ainsi que la reconduction d'un administrateur représentant la Société d'infrastructures gazières (SIG) au sein de la « minorité » du conseil d'administration de NaTran en juillet 2026. Enfin, la CRE s'assure régulièrement que le GRT dispose de toutes les ressources humaines, financières, matérielles et techniques nécessaires à l'accomplissement de ses missions en toute indépendance.

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

Comme NaTran, Teréga (ex-TIGF) a été certifié par la CRE en tant que gestionnaire de transport indépendant de l'entreprise verticalement intégrée (modèle ITO) le 26 janvier 2012[131]. A la suite du changement de l'actionnariat du GRT, la CRE a ouvert une procédure de réexamen de la certification de Teréga. Le GRT n'appartenant plus à un groupe intégré, la CRE a certifié TIGF en modèle de séparation patrimoniale (modèle OU, « *Ownership Unbundling* ») le 3 juillet 2014[132].

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 Predica (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 :

- 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) ;

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

[132] Délibération de la CRE 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 Predica dans le capital de TIGF Holding

- 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 entreprise 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 Téraga à la société Raffles Infra Holdings (filiale de GIC) et du transfert par Predica de 1 % du capital de Teréga à Crédit Agricole Assurances Retraite (CAAR) (détenue par Crédit Agricole Assurances) ;
- par délibération du 4 juillet 2024, la CRE a modifié la délibération du 29 juin 2023 en imposant de nouvelles obligations de notification de participations à GIC et au Crédit Agricole, actionnaires de Teréga Holding.

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 mission du nouveau responsable de la conformité de NaTran le 16 avril 2026[134].

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

En application des dispositions 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 2026[135.]

Dans le cadre de ses audits, en ce qui concerne NaTran, la CRE a pu constater une séparation comptable effective et un suivi comptable rigoureux des prestations concurrentielles.

La CRE constate cependant que sa demande du dernier RCBCI de lui présenter une trajectoire de filialisation de l'ensemble de ses activités concurrentielles n'a été que partiellement suivie.

En 2025, NaTran et Storengy se sont associés au sein d'une filiale commune, Trensitis, regroupant les activités de « maintenance verte » des deux opérateurs, c'est-à-dire l'utilisation de compresseurs

[134] Délibération n°2026-86 de la CRE du 16 avril 2026 portant approbation de la proposition de nomination et de la lettre de mission du responsable de la conformité de la société NaTran (délibération non publique)

[135] Rapport du 22 mai 2026 de la Commission de régulation de l'énergie portant sur le respect des codes de bonne conduite et d'indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel pour les années 2023-2025

mobiles pour la récupération du gaz afin de répondre au règlement (UE) n° 2024/1787 du 13 juin 2024 concernant la réduction des émissions de méthane dans le secteur de l'énergie.

Toutefois, la CRE relève que NaTran ne lui a pas présenté à ce stade de plan ou d'analyse coût-bénéfice concernant la filialisation de l'ensemble de ses activités concurrentielles (comme le transport de CO2).

A l'occasion du RCBCI 2023-2025, la CRE a souhaité s'assurer de la bonne application des conventions définissant les conditions de transmission et le niveau de détail de données économiques et financières fournies à Engie par NaTran dans le cadre du dialogue de gestion. A l'issue de son analyse, la CRE a demandé à NaTran, s'agissant du domaine régulé, de ne plus communiquer de plan d'actions, de revenir au niveau de détail prévu pour les grands indicateurs, de ne plus présenter de bilan par projet, et de maintenir une vision consolidée (NaTran et ses filiales) pour se conformer à la convention existante. En outre, la CRE a également demandé à l'opérateur de maintenir la granularité du suivi des charges d'exploitation définie dans la convention de 2020.

En ce qui concerne Teréga, la CRE a pu constater une séparation comptable effective et un suivi comptable rigoureux en ce qui concerne les prestations concurrentielles de Teréga. Teréga a également structuré la plupart de ses activités non régulées au sein de sa filiale Teréga Solutions.

La CRE constate cependant que Teréga n'a pas encore étudié la création éventuelle d'une filiale pour ses projets concernant le transport de CO2.

Concernant les deux opérateurs de transport gazier, la CRE note que la directive (UE) 2024/1788 prévoit par défaut la séparation horizontale (c'est-à-dire la filialisation) entre le transport d'hydrogène et l'activité de transport de méthane. La directive prévoit néanmoins la possibilité de déroger à cette séparation sur demande du gestionnaire de réseau et après validation du régulateur. La CRE instruira cette question une fois la directive (UE) 2024/1788 transposée en droit français.

La CRE prévoit de publier la quinzième édition du RCBCI, couvrant la période 2026-2027 au premier semestre 2028.

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

A ce titre, la proposition de nomination de responsable de la conformité faite par GRDF au cours de l'année 2025 a été approuvée par la CRE.

En outre, la CRE a dressé, dans la 14e édition de son rapport sur le respect des codes de bonne conduite et sur l'indépendance des gestionnaires de réseaux (RCBCI) publiée en mai 2026, un bilan 2023-2025 plutôt positif, bien que perfectible en matière d'indépendance et de respect des codes de bonne conduite des gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité et de gaz. La CRE a constaté un niveau de conformité élevé pour les grands opérateurs nationaux, même si divers sujets appellent encore des améliorations notamment en matière de communication ou de dialogue de gestion. La CRE a également noté qu'en dépit de progrès notables, la mise en œuvre de l'indépendance reste encore trop limitée dans les ELD étudiées, ce qui interroge alors que la concurrence sur le segment des petits consommateurs résidentiels et petits professionnels peine à se développer.

A l'occasion de l'élaboration de la 14e édition du RCBCI, la CRE a formulé les principaux constats et recommandations suivants[136] :

En matière de relations contractuelles entre gestionnaires de réseaux de gaz et producteurs de biométhane, la CRE a constaté que les actions des GR vont parfois au-delà du périmètre des missions qui leur sont confiées par la loi. La CRE leur a demandé de concentrer leur intervention sur les missions relatives à l'accès et l'utilisation des réseaux.

- Concernant les actions de communication des opérateurs, la CRE a relevé que plusieurs GR de gaz mènent des actions de communication qui dépassent le périmètre de leurs missions (diffusion de contenu promouvant le gaz, mise en avant de solutions techniques, etc.), voire qui ne respectent pas les exigences d'indépendance vis-à-vis des activités de production ou de fourniture. La CRE a demandé l'arrêt des actions de communication susceptibles d'entretenir une confusion entre gaz vert et gaz fossile et/ou faisant la promotion du gaz et de ses usages ;
- En ce qui concerne le dialogue de gestion entre GR et maisons-mères, la CRE a relevé que certains opérateurs entretiennent avec leur maison-mère des échanges d'informations financières d'un niveau de détail excessif, susceptibles de porter atteinte aux exigences d'indépendance et de neutralité. La CRE leur a demandé de mettre en place de conventions formalisées encadrant la nature, la granularité et la fréquence des informations transmises pour les opérateurs n'en ayant pas, et la mise à jour des conventions existantes pour les autres ;
- Enfin, s'agissant de la mise en œuvre insuffisante des principes d'indépendance par les ELD, vis-à-vis du fournisseur historique et/ou de leur maison-mère, la CRE a notamment demandé aux GRD concernés de ne plus recourir à la maison-mère / au fournisseur pour les activités relevant de la gestion client, et de veiller à avoir la capacité de disposer d'outils et bases de données propres et cloisonnées, dont les évolutions seraient pilotées par eux seuls.

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 de sept délibérations de la CRE entre 2009 et 2024, une en 2009, une en 2011, deux en 2013[137], une en 2014[138], une en 2021[139] et une en 2024[140] précédées chacune d'une consultation publique.

---

[136] Rapport 2023-2025 sur le respect des codes de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel

[137] 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 […].* »

[138] 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 1er 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 1er 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 %.

[139] 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.

[140] 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.

Début 2016, GRDF a lancé la phase pilote de déploiement de ses compteurs évolués Gazpar, portant sur environ 150 000 compteurs répartis sur 4 régions. En septembre 2016, cette phase pilote s'est élargie aux fournisseurs et à leurs clients afin de tester les fonctionnalités autour des données de consommation. Le lancement du déploiement industriel, initialement prévu début janvier 2017, a été décalé au 2 mai 2017[141] 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 35 000 consommateurs environ, ont également lancé le déploiement massif de leur système de comptage évolué après que la CRE a procédé à l'analyse technico-économique de ces derniers, et proposé leur approbation aux ministres[142].

Régaz-Bordeaux, dont le projet Datagaz a débuté en 2019, a un taux de déploiement de compteurs communicant de 92,8% en septembre 2025 (212 996 compteurs posés). La fin du déploiement est prévue pour 2026.

GreenAlp, dont le projet de comptage évolué a débuté en 2020, a posé environ 35 000 compteurs à la fin de l'année 2025. La fin du déploiement a eu lieu en 2025.

Enfin, la CRE a mené avec les ELD de gaz naturel, représentant environ 100 000 compteurs, des travaux préparatoires au déploiement des projets de comptage résiduels, afin de mutualiser certaines dépenses et de s'assurer que le déploiement des projets de comptage résiduels se fera au coût le plus avantageux pour les consommateurs. A l'issue de ces travaux, la CRE a procédé en 2021 à l'analyse technico-économique de treize projets de comptage évolué respectant les pistes de mutualisation identifiées précédemment, dont l'approbation des ministres a été formulée en fin d'année 2023[143]. Ils l'ont actée par une décision du 9 novembre 2023[144]. La délibération du 4 décembre 2024[145] a fixé le cadre de régulation des projets de comptage évolués des ELD concernées et le déploiement de ces projets s'échelonnera de 2024 à 2032.

3.1.2.2. La qualité de service

3.1.2.1.1 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 1er janvier 2016, un rapport annuel *ad hoc* relatif à l'analyse qualitative de la totalité de leurs indicateurs de qualité de service.

Les tarifs de transport (dits « tarifs ATRT8 ») en vigueur depuis le 1er avril 2024 prévoient un mécanisme de régulation incitative de la qualité de service, fondée sur le suivi d'indicateurs transmis chaque mois par les GRT à la CRE et rendus publics sur leur site internet. NaTran et Teréga suivent actuellement quatorze indicateurs, dont quatre, considérés comme particulièrement importants pour le bon fonctionnement du marché, sont incités financièrement par des bonus et des pénalités en fonction de l'atteinte des objectifs fixés par la CRE. Pour ces quatre indicateurs, la CRE a déterminé des valeurs plafond et plancher correspondant aux valeurs maximales et minimales du montant de l'incitation

[141] 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 recaler le mécanisme de régulation incitative sur la date effective du démarrage du déploiement industriel, le 2 mai 2017.

[142] 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.

[143] 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

[144] 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-Avold, Gascogne Energies Services, Gaz de Barr, Gedia, R-GDS, Régie Municipale Multiservices de La Réole, Régies Municipale Bazas Energie, Sorégies, Synelva et Vialis

[145] Délibération de la CRE du 4 décembre 2024 portant décision sur le cadre de régulation incitative des projets de comptage évolué des entreprises locales de distribution de gaz naturel disposant d'un tarif spécifique

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 2025, la régulation incitative de la qualité de service de NaTran et Teréga a généré des bonus globaux de respectivement 1500 K€ et 733 K€. Les niveaux de ces bonus générés au titre de l'année 2025 sont globalement stables pour NaTran at Teréga par rapport à ceux générés en 2024 de respectivement 1730 K€ et 738 K€.

3.1.2.1.2 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 1er juillet 2024[146], 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 écrêtée.

Sur l'année 2025, la régulation incitative de la qualité de service de GRDF a généré un bonus de 2,6 M€, ainsi que + 2,3 M€ au titre de la performance du système de comptage évolué, soit + 1,7 M€ par rapport à l'année 2024.

Qualité de service des ELD :

Les tarifs ATRD6 des ELD sont entrés en vigueur au 1er juillet 2022[147]. Les ELD disposent également d'un mécanisme de régulation incitative de la qualité de service, analogue à celui mis en place pour le tarif ATRD6 de GRDF, qui est adapté à la taille et aux contraintes des opérateurs. Les neuf ELD disposant d'un tarif ATRD spécifique suivent entre onze et quinze indicateurs ; les ELD au tarif commun suivent un unique indicateur, celui relatif au nombre de rendez-vous planifiés non respectés par le GRD.

Sur l'année 2025, la régulation incitative de la qualité de service des ELD a généré au total des incitations financières comprises en 0 et 17 K€ qui sont venues s'ajouter au montant du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) de chaque ELD à apurer.

3.1.3 Les conditions d'accès aux réseaux, aux terminaux méthaniers et aux installations de stockage de gaz naturel

3.1.3.1. Les tarifs de raccordement au réseau

Dans le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de NaTran et Teréga, dit tarif ATRT, une « remise développement » est prévue, qui peut être accordée au client pour chaque nouveau raccordement ou adaptation de poste. Dans ce cas, la participation financière demandée au client correspond au coût du raccordement diminué des recettes d'acheminement futures que le client versera sur une période de dix ans. Ce dispositif permet de garantir un investissement rentable pour le tarif sur

[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

une période inférieure ou égale à dix ans. La participation financière du client ne pourra être inférieure à 50 % du coût du raccordement.

Lors des études de faisabilité, les GRT déterminent :

- le coût de l'investissement (I) nécessaire pour construire ou adapter le branchement et le poste de livraison ;
- les recettes d'acheminement (R) générées par le nouveau client sur dix années, actualisées au coût moyen pondéré du capital (CMPC) du tarif des GRT (tarif de sortie du réseau principal, tarif sur le réseau régional et tarif de livraison).

Deux cas peuvent se présenter en fonction de l'atteinte ou non du seuil de 50 % de prise en charge :

- si les recettes d'acheminement calculées sur dix années et actualisées au CMPC sont inférieures à 50 % du coût de l'investissement, le client paie la différence entre le coût de l'investissement et les recettes d'acheminement générées par le client sur dix années (I-R) ;
- si les recettes d'acheminement calculées sur dix années et actualisées au CMPC sont supérieures à 50 % du coût de l'investissement, le plafond de 50 % de prise en charge est atteint et le client paie donc 50 % du coût de l'investissement de raccordement (I*50 %).

Cette remise sur les coûts de raccordement s'accompagne de contreparties adaptées à chaque type de client (industriel ou distribution publique) et visant à garantir la viabilité financière du dispositif.

3.1.3.2. Les tarifs d'accès aux réseaux de transport

La tarification des réseaux de transport de gaz, et plus largement l'ensemble des règles d'accès à ce réseau, jouent un rôle majeur dans le bon fonctionnement du marché de gros du gaz.

Le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de NaTran et Teréga actuellement en vigueur, dit tarif ATRT8[148], s'applique depuis le 1er 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 élevé sur leurs infrastructures, qu'il s'agisse par exemple de cybersécurité ou de la prise en compte du vieillissement des réseaux physiques.

Enfin, le niveau du coût moyen pondéré du capital, fixé à 4,1 % réel, avant impôts (soit 5,4 % nominal, avant impôts), assure une rémunération raisonnable des capitaux investis, permettant de dégager un niveau de rentabilité cohérent avec le niveau de risque des infrastructures de transport de gaz en France et d'assurer l'attractivité de cette activité pour le financement à long terme des investissements.

3.1.3.1.1 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 efficience sur la période tarifaire.

La trajectoire des charges nettes d'exploitation de NaTran et de Teréga est définie sur la période 2024-2027 pour l'ATRT8 et correspond à celle d'opérateurs efficaces. Cette trajectoire prend en compte le niveau d'efficience révélé lors de la période tarifaire ATRT7 de sorte que les utilisateurs des réseaux bénéficient de ces gains de productivité dans la durée. Cette trajectoire correspond à une enveloppe

[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.

globale. Les GRT ont en conséquence la liberté de répartir cette enveloppe entre les différentes natures de charges, en fonction de leurs choix.

Les gains de productivité supplémentaires qui pourraient être réalisés par les GRT au-delà de la trajectoire fixée par le tarif ATRT8 (hors postes couverts par le CRCP) seront conservés intégralement par les GRT, comme pour le tarif ATRT7. De façon symétrique, les surcoûts éventuels seront intégralement supportés par les GRT.

Le tarif ATRT8 prévoyait une clause de rendez-vous permettant de prendre en compte les charges induites par le règlement (UE) n° 2024/1787 du 13 juin 2024 concernant la réduction des émissions de méthane dans le secteur de l'énergie. Cette clause a été activée par les opérateurs. Les charges supplémentaires ont été prises en compte à compter du 1er avril 2026.

Par ailleurs, le tarif ATRT8 prévoit une seconde clause de rendez-vous au bout de deux ans qui permettra, sous conditions, d'ajuster à la hausse ou à la baisse, la trajectoire des charges nettes d'exploitation de NaTran et Teréga sur les années 2026 et 2027. Les conséquences éventuelles de nouvelles dispositions législatives ou règlementaires ou d'une décision juridictionnelle ou quasi-juridictionnelle pourront être examinées si le niveau des charges nettes d'exploitation retenues dans le tarif de NaTran ou de Teréga se trouvait modifié d'au moins 1 %. A date, cette clause n'a pas été activée par les opérateurs.

3.1.3.1.2 La régulation incitative de la qualité de service

Le dispositif de régulation incitative de la qualité de service mis en œuvre dans le tarif ATRT7 vise à améliorer la qualité du service rendu aux utilisateurs. La publication du tarif ATRT8 a été l'occasion de simplifier le dispositif existant (suppression de deux indicateurs d'un indicateur), et de continuer à travailler pour compléter les indicateurs de maintenance existant, avec la possibilité de mettre en place d'une incitation à mi-période.

3.1.3.1.3 La régulation incitative des investissements

Au cours des 15 dernières années, NaTran et Teréga ont significativement développé leurs réseaux par la création de nouvelles capacités d'interconnexion avec les pays voisins, le développement des capacités d'entrée depuis les terminaux méthaniers et le renforcement du réseau national pour supprimer les congestions et réduire le nombre de zones de marché. Ces évolutions ont permis aux consommateurs de bénéficier de sources d'approvisionnement diversifiées et ont renforcé l'intégration de la France au sein du marché européen du gaz. La CRE considère que le réseau de transport français est maintenant suffisamment dimensionné. Dans ce contexte, la CRE a supprimé, dans les tarifs ATRT7 et ATRT8, toute incitation à la création de nouvelles capacités aux interconnexions.

Par ailleurs, la CRE a reconduit le dispositif d'incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements d'un budget supérieur à 20 M€ prévu dans le tarif ATRT7.

- Pour chaque projet concerné, la CRE détermine un budget cible après réalisation d'un audit par un consultant externe. Le mécanisme repose sur les principes suivants : quelles que soient les dépenses d'investissement réalisées par le GRT, l'actif entrera dans la base d'actifs régulés (BAR) à sa valeur réelle lors de sa mise en service (diminuée des subventions éventuelles).
- Si les dépenses d'investissement réalisées par le GRT pour ce projet se situent entre 95 % et 105 % du budget cible, aucune prime ni pénalité ne sera attribuée.
- Si les dépenses d'investissement réalisées sont inférieures à 95 % du budget cible, le GRT bénéficiera d'une prime égale à 20 % de l'écart entre 95 % du budget cible et les dépenses d'investissement réalisées.
- Si les dépenses d'investissement réalisées sont supérieures à 105 % du budget cible, le GRT supportera une pénalité égale à 20 % de l'écart entre les dépenses d'investissement réalisées et 105 % du budget cible.

En outre, le tarif ATRT7 a introduit un mécanisme incitatif fondé sur la sélection sans critère prédéfini, par la CRE, de quelques projets dont le budget est en deçà du seuil de 20 M€, afin de les auditer et d'appliquer une régulation incitative identique à celle applicable aux projets d'investissements dont le budget est supérieur ou égal à 20 M€. Le tarif ATRT8 maintient ce mécanisme.

Enfin, le tarif ATRT7 prévoyait un mécanisme incitant les GRT à maîtriser leurs charges de capital au même titre que leurs charges d'exploitation sur un périmètre d'investissements dits « hors réseaux » comprenant des actifs tels que l'immobilier, les véhicules et les systèmes d'information (SI). Ces postes de charges étant, par nature, susceptibles de donner lieu à des arbitrages entre investissements et charges d'exploitation, le mécanisme retenu incite les GRT à optimiser globalement l'ensemble des charges dans l'intérêt des utilisateurs des réseaux. Il consiste à définir, pour la période tarifaire, la trajectoire d'évolution de ces charges de capital qui seront exclues du périmètre du CRCP. Les gains ou les pertes réalisés sont donc conservés à 100 % par les opérateurs. En fin de période, la valeur effective de ces immobilisations sera prise en compte dans la BAR. Le tarif ATRT8 reconduit ce mécanisme pour NaTran et Teréga (véhicules et immobilier seulement).

S'agissant du SI de Teréga, la CRE a introduit, à titre d'expérimentation, un mécanisme incitatif de TOTEX (trajectoire commune OPEX et CAPEX), dans lequel les actifs entreraient dans la BAR de l'opérateur sur la base d'un montant fixé ex ante dans la trajectoire TOTEX, et non sur la base des dépenses réellement réalisées, et le taux de partage des gains ou pertes de l'opérateur est fixé à 50 %. Ainsi, les écarts sur la trajectoire globale sont portés au CRCP à hauteur de 50 %. Le tarif ATRT8 reconduit ce mécanisme pour Teréga.

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

Pour la période tarifaire ATRT8, la CRE maintient le dispositif d'incitation à la maîtrise des coûts des charges liées à la R&D&I des opérateurs, avec la possibilité pour les GRT de réviser de cette trajectoire à mi-période tarifaire. Les montants alloués à la R&D&I et qui n'auraient pas été engagés seront restitués aux utilisateurs en fin de période tarifaire via le CRCP. En cas de dépassement par les GRT de la trajectoire fixée pour quatre ans, les écarts resteront à leur charge.

En outre, les GRT doivent transmettre des informations annuelles techniques et financières pour l'ensemble des projets en cours et terminés, et publier un rapport biannuel à destination du public afin de rendre compte aux utilisateurs des projets innovants menés par les GRT. Les rapports seront harmonisés entre les opérateurs, notamment grâce à des indicateurs standardisés, et enrichis d'éléments concrets concernant les bénéfices des projets pour les utilisateurs de réseau, ainsi que de retours d'expérience systématiques sur les démonstrateurs financés par le tarif.

Enfin, le guichet *smart grids* a été étendu aux GRT de gaz en cours d'ATRT7 : sous réserve de pouvoir justifier d'une analyse coûts bénéfices 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.

3.1.3.1.5 La mise à jour annuelle du tarif de transport

Les tarifs ATRT7 et ATRT8 mettent en œuvre des principes tarifaires permettant une stabilité de la répartition des coûts entre les différentes catégories d'utilisateurs du réseau. En particulier, pour préserver au cours de la période tarifaire l'équilibre entre les coûts du réseau principal portés par les utilisateurs effectuant du transit d'une part, et par les utilisateurs alimentant la consommation nationale d'autre part, l'évolution annuelle doit être identique pour tous les termes tarifaires du réseau principal.

Toutefois, les charges et recettes de chacun des opérateurs pouvant évoluer pour des raisons spécifiques à chaque réseau, le solde du CRCP en fin d'année de NaTran et de Teréga sera différent.

En conséquence, dans le tarif ATRT, le calcul du CRCP de chaque opérateur aboutit à un coefficient k_{NaTran} pour NaTran et $k_{Teréga}$ 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_{NaTran} et $k_{Teréga}$. Les termes du réseau régional de NaTran évoluent du coefficient k_{NaTran}, et ceux du réseau régional de Teréga évoluent du coefficient $k_{Teréga}$.

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 1er 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 :

  $Z = IPC + k_{national}$

  Où :

- Z est la variation de la grille tarifaire au 1er avril de l'année N, exprimée en pourcentage et arrondi à 0,01 % près ;
- IPC est, pour un ajustement de la grille tarifaire au 1er 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_{NaTran} et $k_{Teréga}$ non plafonnés.

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

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

$$Z_{NaTran} = IPC + k_{NaTran}$$

Où :

- Z_{NaTran} est la variation de la grille tarifaire au 1er avril de l'année N, exprimée en pourcentage et arrondi à 0,01 % près ;
- IPC est, pour un ajustement de la grille tarifaire au 1er avril de l'année N, le taux d'inflation prévisionnel pour l'année N ;
- k_{NaTran} est l'évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, plafonné à +/-3 %, provenant principalement de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et produits (CRCP) de NaTran.

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

$$Z_{Teréga} = IPC + k_{Teréga}$$

Où :

- $Z_{Teréga}$ est la variation de la grille tarifaire au 1er avril de l'année N, exprimée en pourcentage et arrondi à 0,01 % près ;
- IPC est, pour un ajustement de la grille tarifaire au 1er avril de l'année N, le taux d'inflation prévisionnel pour l'année N ;
- k_{Terega} 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 2026

La mise à jour du tarif ATRT8 a eu lieu au 1er avril 2026[149]. La CRE a retenu une augmentation des termes tarifaires du réseau principal de NaTran et de Teréga de +3,41 %, ainsi qu'une augmentation des termes tarifaires du réseau régional de NaTran et de Teréga de +3,41 %. Ces évolutions tiennent compte de l'hypothèse d'inflation pour 2026 retenue dans le projet de loi de finances 2026, 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 2025.

[149] Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 28 janvier 2026 portant décision sur l'évolution annuelle du tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de NaTran et Teréga au 1er avril 2026

3.1.3.3. Le tarif péréqué d'utilisation du réseau public de distribution de GRDF

Le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF, dit tarif « ATRD7 », est entré en vigueur le 1er juillet 2024, en application de la délibération de la CRE du 15 février 2024. Cette délibération précise en outre les modalités du calcul de l'évolution de la grille tarifaire à chaque 1er juillet, à partir de 2025.

La loi de finances pour 2026 promulguée en date du 19 février 2026 a introduit une péréquation tarifaire nationale pour les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel autres que ceux concédés en application de l'article L. 432-6 du code de l'énergie. Les gestionnaires de réseau concernés sont GRDF et les 20 entreprises locales de distribution (ELD).

Le tarif appliqué sur les concessions péréquées des ELD à compter du 1er juillet 2026 résulte désormais de l'application d'une grille nationale commune à tous les gestionnaires de réseaux publics de distribution de gaz naturel autres que ceux concédés en application de l'article L. 432-6 du code de l'énergie.

A la suite d'une consultation publique menée auprès des acteurs de marché, la CRE a publié la délibération n°2026-83[150] qui vise à préciser les modalités de mise en œuvre de la péréquation. Elle y a donc fixé les montants des compensations que les ELD versent ou perçoivent, correspondant à l'écart entre les recettes qu'elles perçoivent via la grille tarifaire nationale et les charges qu'elles supportent ainsi que les revenus autorisés des ELD faisant l'objet d'une analyse par la CRE sur la période 2026-2029.

La CRE a ainsi proposé, dans cette même délibération, de modifier la formule d'évolution annuelle du tarif de GRDF pour intégrer, au 1er juillet 2026, le montant des compensations par ELD dans un terme « P » dédié.

Au 1er juillet 2026, et en application de la délibération précitée, le tarif ATRD7 de GRDF évolue donc selon la formule suivante :

$$Z = IPC + X + k + P$$

Où P est l'évolution de la grille tarifaire, exprimée en pourcentage, résultant du calcul des montants de compensation prévisionnels des ELD pour la période ATRD7 de GRDF. En application de la délibération n°2026-83 précitée, ce terme est appliqué exclusivement en 2026 et s'élève à 0,57 %.

La loi de finances prévoit, également, qu'au sein de la péréquation, GRDF assure les opérations liées au versement des compensations entre GRD. Ces montants devront donc être perçus par GRDF par l'intermédiaire de la grille tarifaire, désormais nationale. Dans sa délibération n° 2026-83 du 16 avril 2026 relative à la mise en œuvre de la péréquation nationale des tarifs de distribution de gaz naturel, la CRE a décidé de répercuter le montant total des compensations prévisionnelles sur une hausse supplémentaire du tarif, en plus de la formule d'évolution annuelle telle que prévue par la délibération ATRD7.

Ainsi, la délibération n° 2026-84[151] de la CRE a fait évoluer le tarif ATRD7 de GRDF au 1er juillet 2026 de 5,87 %, en application selon la formule ci-dessus.

Cette évolution tient compte de l'*IPC*, fixé à 0,39 %, qui combine l'inflation prévisionnelle 2026 (1,30 %) et le rattrapage négatif lié à l'écart d'inflation 2025 (-0,91 %). Elles intègrent aussi le facteur *X*, égal à +1,91 %, reflétant la baisse progressive de la consommation de gaz et visant à maintenir l'équilibre économique du tarif. S'y ajoute le terme *k*, principalement lié à l'apurement du CRCP, fixé à +3 % pour 2026. Enfin, le terme *P*, appliqué uniquement en 2026 pour compenser les ELD, contribue pour +0,57 %. Tout cela résulte à une augmentation du tarif ATRD7 de GRDF de 5,87 %.

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

[150] Délibération de la CRE du 7 mai 2026 portant décision relative à la mise en œuvre de la péréquation des tarifs de distribution de gaz naturel

[151] Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 16 avril 2026 portant projet de décision sur l'évolution de la grille tarifaire du tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF au 1er juillet 2026, et modifiant la délibération du 15 février 2024 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF

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.

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 bénéfices 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*.

3.1.3.1.6 La régulation incitative des investissements sur le réseau de distribution

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 30 M€ pour l'année 2025 ;
- 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 %. Les gains ou les pertes réalisés de CCN sont conservés à 100 % par l'opérateur pendant la période tarifaire. En fin de période tarifaire, la valeur effective des immobilisations est prise en compte dans la BAR, ce qui permet, pour les périodes tarifaires suivantes, un partage des gains ou des surcoûts avec les utilisateurs des infrastructures.

3.1.3.4. 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 permettent à la France de disposer de capacités de regazéification d'environ 34,5 milliards de m^3/an (~370 TWh). Entre octobre 2023 et janvier 2026, la France disposait également d'un terminal méthanier flottant au Havre, d'une capacité d'environ 5 milliards de m^3/an.

Le tarif actuel d'utilisation des terminaux méthaniers régulés de Montoir-de-Bretagne (Montoir), Fos Tonkin et de Fos Cavaou, gérés par la société Elengy, dit « tarif ATTM7 », est entré en vigueur le 1er avril 2025 pour une durée de quatre ans. Il fera l'objet d'une mise à jour au 1er avril 2027. 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 règlementaires qui pourraient avoir un impact sur leur activité. Il vise également à donner aux acteurs de marché une visibilité suffisante pour construire des stratégies d'approvisionnement de moyen et long terme. Le cadre de régulation du tarif ATTM7 reconduit les principes suivants du tarif ATTM6 :

- un tarif individuel pour chaque terminal, afin de prendre en compte les coûts et les spécificités propres à chacune de ces infrastructures ;
- un tarif pluriannuel conçu pour s'appliquer pour une durée d'environ quatre ans, prévoyant une évolution à mi période, de la grille tarifaire de chaque opérateur selon des principes prédéfinis ;
- l'obligation de paiement des capacités souscrites (« ship or pay ») à 100 % ;
- un compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) permettant de corriger, pour certains postes préalablement identifiés, tout ou partie des écarts entre, d'une part, les charges

et les produits réels et, d'autre part, les charges et les produits prévisionnels pris en compte pour établir les tarifs des opérateurs.

Par ailleurs, ce tarif apporte des réponses aux enjeux prioritaires suivants :

- le bon fonctionnement du marché du gaz : l'offre et les tarifs de ces infrastructures sont simples et prévisibles ;
- la maîtrise des charges, qui concourt à l'attractivité des terminaux méthaniers ;
- la concurrence directe entre les terminaux méthaniers européens, renforcée par l'essor des nouveaux usages : le tarif met en œuvre des évolutions des services visant à améliorer leur flexibilité pour les utilisateurs des terminaux, et à les adapter aux nouveaux usages liés au *small-scale* (GNL de détail) ;
- le maintien d'un niveau de sécurité élevé dans les terminaux méthaniers : les tarifs donnent les moyens à Elengy de mettre en œuvre sa politique d'investissements et de maintenance. Le tarif ATTM7 prend en particulier en compte les importants travaux de rénovation du terminal de Montoir, âgé de plus de 40 ans, qui doivent être entrepris durant la période tarifaire pour assurer le bon fonctionnement du site et le respect de nouvelles exigences réglementaires.

Le tarif ATTM7 est entré en vigueur le 1er avril 2025 avec des évolutions de, respectivement, +33,6 %, +35,4 % et -11,7 % des termes tarifaires des terminaux méthaniers de Montoir de Bretagne, de Fos Tonkin et de Fos Cavaou par rapport aux termes appliqués en 2024. Ce tarif prévoit également des incitations pour Elengy à la maîtrise de ses dépenses d'investissements et de ses charges d'exploitation, au respect de l'environnement (émissions de gaz à effet de serre et fuites de méthane) ainsi qu'à sa qualité de service concernant le respect des programmes de maintenance.

L'intégralité des capacités de long terme ont été souscrites :

- jusqu'en 2035 à Montoir
- jusqu'en 2040 à Fos Cavaou
- jusqu'en 2028 à Fos Tonkin
- jusqu'en 2036 à Dunkerque

3.1.3.5. 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 1er 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. partie 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.

Par ailleurs, le Parlement et le Conseil européen se sont également accordés sur l'extension du règlement sur le stockage de gaz, publiée le 10 septembre 2025. Cette dernière introduit des mesures de flexibilité en ce qui concerne les cibles de remplissage des stockages européens avant le début de l'hiver gazier. La date d'atteinte de la cible peut désormais varier entre le 1er octobre et 1er décembre tandis que son niveau, toujours fixé à 90 %, peut être rabaissé de 10 points par chaque État membre, voire de 5 points supplémentaires sur décision de la Commission européenne, en cas de contexte de marché défavorable. Ces évolutions permettent de corriger la pression sur les prix constatées sur la période de remplissage 2024-2025 et de faciliter la commercialisation des capacités de stockages pour l'hiver 2025-2026.

- ***Le tarif ATS3***

Le tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane, dit tarif ATS3, a été adopté début 2024 après une large consultation des parties intéressées et à la suite d'études rendues publiques.

Le tarif ATS3 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. Dans un contexte géopolitique instable et de conditions de marché 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 ~100 M€ de recettes en 2026 ce qui représente 12 % 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 1er avril de chaque année, le montant de la compensation, pour chacun des trois opérateurs de stockage, correspondant à la différence entre le revenu autorisé des opérateurs pour l'année considérée et les prévisions de recettes liées à la

commercialisation des capacités de stockage directement perçues par les opérateurs.

Le montant de cette compensation est recouvré auprès des expéditeurs présents sur les réseaux de transport de NaTran et de Teréga, en leur appliquant un terme tarifaire stockage fonction de la modulation hivernale de leurs clients raccordés aux réseaux de transport et de distribution publics de gaz. Dans le cas où les recettes d'enchères sont supérieures au revenu autorisé des opérateurs de stockage, le terme tarifaire stockage est négatif et se traduit par un reversement aux expéditeurs.

Les délibérations du 23 janvier 2020[152] et du 30 janvier 2024 [153] 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 2025-2026, la CRE a fixé le terme tarifaire stockage à 398,08 €/MWh/j/an à partir du 1er avril 2026 dans sa délibération du 12 mars 2026[154].

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) n° 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) n° 715/2009 sur les procédures de gestion de la congestion à la date de mise en œuvre obligatoire, c'est-à-dire au 1er octobre 2013. De même, les dispositions du code de réseau sur les mécanismes d'allocation de capacités (CAM) établi par le règlement (UE) n° 984/2013 de la Commission ont été mises en œuvre progressivement à partir d'avril 2013, et sont totalement appliquées depuis le 1er novembre 2015.

Les GRT français se conforment à la nouvelle version du code CAM, publiée le 16 mars 2017 (règlement (UE) n° 459/2017).

En plus des mesures déjà appliquées depuis l'entrée en vigueur de la première version du code, NaTran et Teréga ont notamment élaboré un service dit « de conversion » pour permettre de grouper des capacités souscrites séparément de part et d'autre d'une interconnexion.

Les GRT français appliquent également les nouvelles dispositions relatives aux capacités supplémentaires et conduisent tous les 2 ans une évaluation de la demande du marché pour déterminer si de nouvelles capacités devraient être développées aux interconnexions.

Conformément aux dispositions du code CAM, les deux interconnexions reliant la France et l'Espagne (à Larrau et à Biriatou) sont commercialisées par Teréga et Enagas au point virtuel Pirineos; les deux interconnexions reliant la France et la Belgique (Alveringem et Taisnières H/Blarégnies) ont été regroupées en un point d'interconnexion virtuel par NaTran et Fluxys (appelé Virtualys) en décembre 2017.

[152] 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

[153] 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)

[154] Délibération de la CRE du 12 mars 2026 fixant le niveau du terme tarifaire stockage dans le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de NaTran et Teréga à partir du 1er avril 2026

En application des dispositions de l'article 14 du règlement (UE) n° 2022/2576 du 19 décembre 2022, visant à une meilleure utilisation des capacités de transport aux points d'interconnexion, la CRE a délibéré le 30 mars 2023[155]. Un mécanisme dit de « *use-it-and-buy-it* » conforme au paragraphe 7 de l'article 14, est appliqué à chaque point d'interconnexion français.

La CRE est par ailleurs favorable et impliquée dans les travaux menés par l'ACER qui ont conduit l'agence à proposer[156] une révision du code de réseau CAM, afin de mettre à jour les règles d'allocation des capacités transfrontalières avec les besoins des acteurs de marché, vers davantage d'opportunités de souscription et plus de flexibilité. La CRE a activement participé aux travaux du Comité Gaz réuni par la Commission européenne depuis l'automne 2025 sur une version révisée du code de réseau CAM, qui devrait être adoptée d'ici la fin de l'année 2026.

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 dernier développement important de capacités aux frontières françaises a eu lieu le 1er juin 2018, avec la mise en en service de 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€.

Le projet de nouvelle interconnexion entre la France et l'Espagne (STEP), porté en 2018 par les GRT Teréga et Enagás avait donné lieu à un rejet conjoint des régulateurs français et espagnol le 17 janvier 2019, considérant que le projet STEP ne répondait pas aux besoins du marché et ne présentait pas une maturité suffisante pour pouvoir faire l'objet d'une décision favorable des régulateurs.

Le code CAM prévoit (article 26) l'évaluation par les GRT nationaux, en collaboration avec les GRT transfrontaliers, de la demande du marché concernant les capacités supplémentaires, et ce tous les 2 ans à partir de 2017. En 2019 et 2021, NaTran et Teréga ont mené des évaluations aux frontières avec la Belgique et avec l'Espagne respectivement et aucune demande de capacité additionnelle n'a été exprimée. Le processus d'évaluation de la demande du marché pour des capacités additionnelles a été à nouveau conduit par Teréga et NaTran en 2023. Deux demandes ont été exprimées lors de la phase non-engageante, uniquement à la frontière belge, mais ces demandes n'ont pas été considérées pertinente par NaTran et Fluxys, qui indiquent dans leur rapport[157] que les capacités disponibles permettent de couvrir les besoins exprimés. L'exercice a été renouvelé en 2025, sans besoin exprimé.

Face à la diminution des livraisons de gaz russe vers l'Europe depuis 2021 et afin de renforcer la sécurité d'approvisionnement de la France et de l'Allemagne, un accord de solidarité réciproque entre les deux pays portant sur le gaz et l'électricité a été annoncé le 5 septembre 2022. Concernant le volet gazier, la France s'est engagée à aménager le point d'interconnexion d'Obergailbach afin de pouvoir exporter du gaz vers l'Allemagne. Alors que l'interconnexion était exclusivement conçue pour importer du gaz, notamment depuis la Russie, NaTran et ses homologues allemands ont dû réaliser des

[155] 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

[156] Recommandation de l'ACER sur révision des règles du marché européen relatives à l'attribution des capacités gazières

[157] Rapport GRTgaz et Fluxys

adaptations techniques afin de pouvoir inverser le sens des flux. NaTran met ainsi en vente, depuis le 12 octobre 2022, une capacité quotidienne ferme de sortie au point d'interconnexion réseau (PIR) Obergailbach d'un niveau maximal de 100 GWh/j à, commercialisée sous forme d'un produit groupé ferme quotidien, et dont le niveau offert est évalué tous les jours en fonction des conditions du réseau.

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.

- ***Une réorganisation des approvisionnements de l'Hexagone***

La forte réduction des approvisionnements en gaz russe par gazoducs a conduit à des modifications profondes des schémas d'approvisionnement européens, et notamment français. De 369 TWh en 2021, les importations par gazoducs sont passées à 193 TWh en 2025, dominés par les arrivées de gaz norvégien au point de Dunkerque (83 % des imports par gazoducs). Les volumes livrés aux terminaux méthaniers ont augmenté de 77 % sur la même période (de 186 TWh en 2021 à 329 TWh en 2025). Les réexportations de gaz ont presque doublé (+92 %) dans le même temps, notamment vers la Suisse puis l'Italie où les flux ont été multipliés par 3 entre 2021 et 2025, ainsi que vers la Belgique, les flux d'export ayant doublé sur cette période.

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

Conformément à l'article L. 431-6 du code de l'énergie, la CRE est tenue de vérifier la cohérence des plans décennaux des GRT avec le plan à dix ans de l'ENTSOG. En 2021, la CRE a mené une consultation publique sur les plans décennaux de développement des deux GRT sur une période allant du 28 octobre au 30 novembre.

Malgré un décalage structurel entre les données retenues pour le PDD et le TYNDP (en raison de la durée d'élaboration de ce dernier), dans sa délibération du 27 janvier 2022[158] 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 2026.

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 %, entraine une notification formelle de l'expéditeur du dépassement du seuil ;
- le troisième seuil, fixé à 90 % d'entame de la garantie théorique, permet aux GRT de demander à l'expéditeur de payer une facture d'acompte sur le déséquilibre constaté, de manière anticipée, sous 2 jours ouvrables ;
- dès que le seuil 100 % d'entame de la garantie théorique est dépassé, le GRT a la possibilité de suspendre totalement ou partiellement le contrat d'acheminement, sans mise en demeure préalable et avec effet immédiat.

[158] 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

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 2023, quatre ateliers publics dans le cadre de ses travaux préparatoires au tarif ATRT8 (accès des tiers au réseau de transport de gaz naturel), entré en vigueur le 1er avril 2024. Elle a en particulier conduit, du 26 juillet au 9 octobre 2023[159], une consultation portant sur l'ensemble des sujets (niveau comme structure du tarif) relatifs au tarif ATRT8 qui a connu une importante participation (35 réponses reçues). Celle-ci a, conformément aux dispositions du code TAR (article 27), été transmise à l'ACER, qui a rendu son avis le 8 décembre 2023[160].

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). Concernant la méthode de calcul du prix de référence, l'ACER estime qu'elle est conforme au principe de transparence, mais ne conclut pas au respect du principe de non-discrimination et de subventionnement croisé entre utilisateurs. A l'égard de ce dernier point, l'ACER recommande à la CRE de fournir plus de justifications concernant les scénarios de flux retenus et l'égalisation des coûts unitaires des différents utilisateurs du réseau.

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 et la justification de l'égalisation des coûts unitaires) dans sa délibération tarifaire finale datée du 30 janvier 2024[161].

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 scenarios de flux économiquement pertinents.

3.2 La concurrence et le fonctionnement du marché du gaz

3.2.1 Le marché de gros

3.2.1.1 Bilan des flux de gaz naturel en France

En 2025, la consommation totale de gaz en France a diminué pour la quatrième année consécutive. Elle a atteint 350 TWh, soit une baisse de 3 % par rapport à 2024. Cette réduction est essentiellement portée par le secteur industriel, dont la consommation a chuté de 7 % entre 2024 et 2025 pour atteindre 102 TWh sur l'année (hors production électrique). La consommation des clients résidentiels et commerciaux s'établit quant à elle à 231 TWh, soit une baisse de 2 % en valeur brute et de 3 % lorsqu'elle est corrigée du climat. Enfin, la consommation des centrales de production électrique au gaz reste stable, passant de 16 TWh en 2024 à 17 TWh en 2025, un niveau bien en-deçà de celui de 2023 qui s'élevait à 38 TWh.

Les stockages ont été moins sollicités en 2025 qu'en 2024 mais ont démarré l'hiver 2025-2026 à un niveau de remplissage inférieur par rapport au début de l'hiver 2024. Cela explique qu'ils soient, à la sortie de l'hiver, à leur plus bas pour cette période depuis la crise énergétique : ils étaient pleins à 22 % le 1er avril 2026 contre 27 % en 2025 et même 39 % en 2024.Toutefois, l'ensemble des capacités de l'hiver prochain a été commercialisé par les opérateurs de stockage français. Or, la régulation française impose aux souscripteurs de capacités d'atteindre un taux de remplissage de 85 % avant le début de l'hiver, ce qui favorise la campagne d'injections de cet été.

[159] Consultation publique n°2023-07 du 26 juillet 2023 relative au prochain tarif d'utilisation des reseaux de transport de gaz naturel de grtgaz et terega

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

[161] 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

A l'image de la dynamique européenne, les importations françaises de GNL ont fortement augmenté en 2025 (+ 18 % par rapport à 2024) et comptent désormais pour 56 % des importations totales (49 % en 2024)[162]. Elles retrouvent ainsi leur niveau de 2023 sans toutefois atteindre celui de 2022 lorsque la France avait joué un rôle important dans la continuité d'approvisionnement en gaz de l'Europe dans le contexte de la crise énergétique. Cette hausse est également associée à un taux d'utilisation des terminaux méthaniers plus élevé que l'année précédente : il s'établissait à 61 % en moyenne en 2025, contre 50 % en 2024. La France reste par ailleurs le premier point d'entrée du GNL en Europe pour la quatrième année consécutive. Ses terminaux méthaniers ont en effet couvert 23 % des importations européennes de GNL en 2025, confirmant le rôle important de la France pour l'approvisionnement du continent.

A l'inverse, les flux par gazoducs entre la France et ses pays frontaliers ont poursuivi en 2025 leur baisse de longue date, renforcée depuis 2021 par la reconfiguration des flux qu'a entraînée la crise énergétique. Les importations aux points d'interconnexion réseau (PIR) s'élèvent en effet à 193 TWh en 2025, contre 217 TWh en 2024 et 369 TWh en 2021. Malgré une légère baisse par rapport à 2024 (-7 %), les entrées de gaz en provenance de Norvège à Dunkerque concentrent toujours une large part de ces importations et s'établissent à 160 TWh en 2025. L'interconnexion avec l'Allemagne est restée quasiment inutilisée sur l'année tandis que les importations depuis la Belgique visaient, pour une majeure partie, à couvrir les besoins français en gaz B (12 TWh). Contrairement à 2024, l'Espagne a présenté un solde exportateur vers la France en 2025 (4 TWh contre 7 TWh à l'importation l'année précédente). Enfin, les exportations, stables par rapport à 2024, restent élevées mais apparaissent-elles aussi de plus en plus concentrées : sur un total de 109 TWh[163], 93 TWh étaient dirigés vers la Suisse, principalement à destination du marché italien, avec lequel la France n'a pas d'interconnexion gazière directe.

Les principaux pays producteurs depuis lesquels la France s'est approvisionnée en gaz naturel en 2025 sont la Norvège (36 %), les Etats-Unis (31 %), la Russie (17 %), et l'Algérie (7 %) et le Nigeria (4%)[164].

En 2025, les trois principaux importateurs ont par ailleurs représenté 48 % des volumes importés en France (GNL et importations par gazoduc confondus). Ce chiffre, qui s'élevait à 51 % en 2024 et à 77 % en 2021, confirme ainsi sa tendance fortement baissière. Malgré la hausse des livraisons de GNL en volume, le nombre d'expéditeurs actifs aux terminaux méthaniers français a légèrement diminué, passant de 15 en 2024 à 12 en 2025. En revanche, le nombre d'expéditeurs actifs sur les PIR a augmenté par rapport à 2024, après deux années de baisse, atteignant 67 en 2025 contre 60 l'année précédente.

En ce qui concerne la part des fournisseurs alternatifs[165] dans les importations et exportations totales sur la zone de marché française, celle-ci reste stable entre 2024 et 2025, se maintenant à un niveau élevé : elle atteint 85 % pour les importations et 86 % pour les exportations.

[162] Ces chiffres excluent le GNL déchargé au terminal méthanier de Dunkerque et directement injecté sur le réseau belge, dans la mesure où il ne transite pas par le réseau français (environ 80 TWh en 2025).

[163] *Idem*

[164] Bilan énergétique de la France en 2025

[165] Les fournisseurs alternatifs sont les fournisseurs autres que les fournisseurs historiques (ENGIE et les ELD).

Le **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** présente le total des importations et exportations mesurées au cours de l'année 2025.

Flux de gaz (quantités en TWh)	Ensemble des fournisseurs	Fournisseurs alternatifs	Part des fournisseurs alternatifs
Importations	**442**	**377**	**85 %**
dont importation terrestres	193	163	84 %
dont gaz naturel liquéfié	249	214	86 %
Exportations	**109**	**91**	**86 %**

Source : NaTran, Teréga – Analyse : CRE

Figure 41 Importations et exportations de gaz en France en 2025 (flux commerciaux)[166]

En septembre 2025, le réseau français de transport de gaz naturel a connu un accident à Saint-Rémy-de-Provence. Celui-ci a entraîné l'indisponibilité[167] de l'artère du Rhône, un axe majeur de transit entre le nord et le sud du territoire. La gestion de cet accident a nécessité d'adapter les mécanismes à disposition des gestionnaires de réseau en cas de congestion pour l'hiver 2025-2026 et a notamment affecté la commercialisation des capacités entrantes à Pirineos (interconnexion avec l'Espagne) et sortantes à Oltingue (interconnexion avec la Suisse et, indirectement, point d'export vers l'Italie). Toutefois, ces restrictions n'ont pas eu d'impact observable sur le prix de gros du gaz dans la région et, a fortiori, sur les écarts de prix avec l'Espagne et l'Italie.

3.2.1.2 Evolution des prix *day-ahead*

En 2024, les marchés européens du gaz naturel avaient connu une importante hausse des prix, reflétant les perturbations de l'offre mondiale de gaz naturel et une forte sollicitation des stockages européens au dernier trimestre. La fin d'année avait notamment été marquée par les anticipations de la fin du transit du gaz russe par l'Ukraine, laissant dès le 1er janvier 2025 le TurkStream comme seul point d'entrée par gazoduc du gaz russe en Europe. Entre février 2024 et février 2025, le prix *day-ahead* en France avait ainsi augmenté de 162 %, atteignant 57,8 €/MWh, alors son niveau le plus haut depuis janvier 2023.

A l'inverse, l'année 2025 s'est caractérisée par une importante détente des prix, en lien avec une offre mondiale abondante : plusieurs nouveaux projets de liquéfaction, notamment aux Etats-Unis, sont entrés en service, s'ajoutant aux capacités d'exportation globales de GNL. La concurrence avec l'Asie pour capter les flux est de surcroît restée limitée, du fait d'une demande plus faible que prévue notamment en Chine. Cela a assuré une importante disponibilité de GNL pour le marché européen. Le produit *day-ahead* a ainsi clôturé l'année à 27,1 €/MWh.

Le début de l'année 2026 a vu une nouvelle hausse des prix et de la volatilité, d'abord en janvier du fait de tensions sur l'approvisionnement en lien avec la météo et le niveau des stockages puis à partir de mars en raison de la guerre au Moyen-Orient déclenchée le 28 février 2026. Dans ce contexte, le prix *day-ahead* en France a dépassé 60 €/MWh le 20 mars, atteignant 61,5 €/MWh, avant de se stabiliser autour de 45 €/MWh les mois suivants.

[166] Ces chiffres excluent le GNL déchargé au terminal méthanier de Dunkerque et directement injecté sur le réseau belge, dans la mesure où il ne transite pas par le réseau français (environ 80 TWh en 2025).

[167] En mai 2026, NaTran prévoyait la fin des travaux de réparation au 31 août 2026.

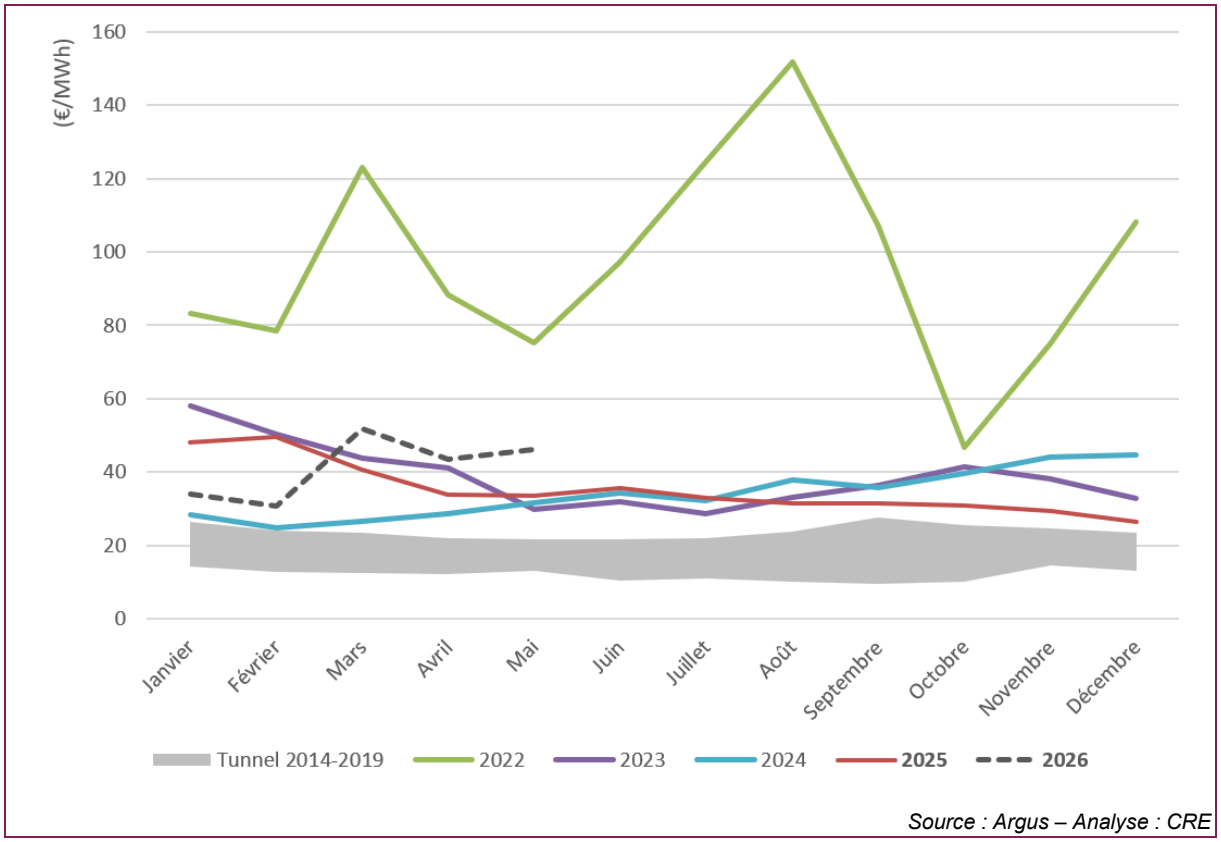


Figure 42 Prix day-ahead du gaz en France entre 2022 et 2025 (moyennes mensuelles)

Malgré une corrélation toujours très forte entre la place de marché française et celles des pays frontaliers, les écarts de prix ont été en moyenne plus élevés en 2025 qu'en 2024. Le niveau de convergence entre les principaux hubs d'Europe de l'Ouest a donc été plus limité que l'année précédente. Compte tenu de la place prépondérante qu'a occupé le GNL dans l'approvisionnement européen en 2025, la France a consolidé son avantage et confirmé son statut de hub le moins cher de l'Union européenne.

Le niveau de convergence avec l'Espagne est resté stable entre 2024 et 2025 ; il s'est légèrement dégradé en ce qui concerne les Pays-Bas et plus nettement pour l'Allemagne et l'Italie. Le **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** présente le spread moyen par an entre la place de marché française et les autres hubs de référence en Europe occidentale pour le produit *day-ahead*. Il convient de noter que l'année 2024 avait présenté un niveau de convergence particulièrement bon. Aussi, la plupart des écarts de prix de 2025 demeurent inférieurs à ceux de 2023.

	Pays-Bas	Allemagne	Espagne	Italie
2023	1,7	2,1	0,4	4,0
2024	0,3	0,6	0,5	2,6
2025	**0,8**	**1,9**	**0,6**	**3,6**
Jan-Mai 2026	**1,0**	**2,2**	**0,5**	**3,1**

Figure 43 Spreads moyens annuels entre la France et les Pays-Bas, l'Allemagne, l'Espagne et l'Italie pour le produit day-ahead (€/MWh)

Source : Argus – Analyse : CRE

Figure 44 Prix day-ahead du gaz en France et aux Pays-Bas

3.2.1.3 Evolution des prix à terme

Les prix à terme ont suivi une trajectoire similaire au *day-ahead* en 2025, le contrat Y+1 en France passant par exemple de 43,9 €/MWh le 11 février à 26,5 €/MWh le 29 décembre 2025. L'année 2024 avait vu s'amplifier la configuration en *backwardation* des prix du gaz, caractérisée par des prix de court terme supérieurs aux prix à terme et généralement associée à des tensions sur l'approvisionnement. A l'inverse, en 2025, le prix Y+1 a convergé avec le *day-ahead*, suggérant un alignement des fondamentaux à court et moyen termes. Toutefois, début 2026, les hausses de prix successives ont été plus marquées en ce qui concerne les produits spot que les produits à terme, rétablissant un écart important entre le contrat Y+1 et le prix *day-ahead*. Le premier a ainsi approché 46 €/MWh le 20 mars avant de se stabiliser aux alentours de 35 €/MWh, soit environ 10 €/MWh de moins que le second.

En moyenne annuelle, le prix du produit Y+1 confirme en 2025 sa tendance baissière, amorcée après la crise énergétique : il diminue de 9 % par rapport à 2024 pour atteindre 32,8 €/MWh. Entre janvier et mai 2026, il s'échangeait en moyenne à 32,2 €/MWh.

En outre, la volatilité des prix sur le marché français, qui diminuait durablement depuis la crise énergétique, a connu un brusque sursaut en début d'année 2025 avant de reprendre une tendance baissière jusqu'à janvier 2026. Celle du contrat Y+1 a atteint en novembre 2025 son point le plus bas depuis avril 2021, à 19 %. Dans le contexte de la guerre au Moyen-Orient, elle a rapidement augmenté pour retrouver en avril 2026 son niveau de la fin d'année 2022, à 94 %. Elle est toutefois retombée en dessous de 40 % dans les mois suivants. Elle s'établit finalement en moyenne à 34 % en 2025 et 58 % entre janvier et mai 2026, contre 36 % en 2024 et 59 % en 2023.

Figure 45 Prix à terme du gaz en France (produits M+1, Q+1 et Y+1)

3.2.1.4 Les volumes échangés sur le marché de gros français

La majeure partie du négoce sur le marché de gros du gaz en France se matérialise par des échanges au point virtuel d'échanges de gaz (ou PEG)[168]. La **Erreur ! Source du renvoi introuvable.** détaille l'évolution des volumes échangés au PEG par type de produits sur les six dernières années. Après une tendance fortement haussière entre 2021 et 2023, les volumes échangés étaient restés stables en 2024. Ils ont de nouveau accéléré leur progression en 2025 puisqu'ils ont crû de 19 % par rapport à 2024 et atteignent 2 397 TWh. Cela équivaut à 6,8 fois la consommation nationale, favorisant ainsi la liquidité du marché de gros français du gaz. Cette hausse est homogène entre le marché spot (+ 16 %) et le marché à terme (+ 20 %).

La valeur totale des échanges au PEG a augmenté de 16 % par rapport à 2024 mais reste 12 % inférieure au niveau atteint en 2023, dans un contexte de prix élevés en sortie de crise. Sur le marché spot, elle atteignait ainsi 13 Md€ en 2025 contre 11 Md€ en 2024 et 15 Md€ en 2023. Sur les marchés à terme, les transactions s'élevaient à 64 Md€ en 2025 contre 55 Md€ en 2024 et 73 Md€ en 2023.

[168] Les points d'échange gazier (PEG) ont été mis en place au début de l'année 2004. Il s'agit de points virtuels où un expéditeur peut céder du gaz à un autre, chacun étant rattaché à une zone d'équilibrage des réseaux de NaTran et Teréga. Le 1er novembre 2018, à l'issue de 15 ans de travaux, les différentes zones françaises ont fusionné pour former une zone de marché unique appelée *Trading Region France* (TRF) et présentant donc un seul point d'échange ainsi qu'un prix unique à l'échelle de la zone.

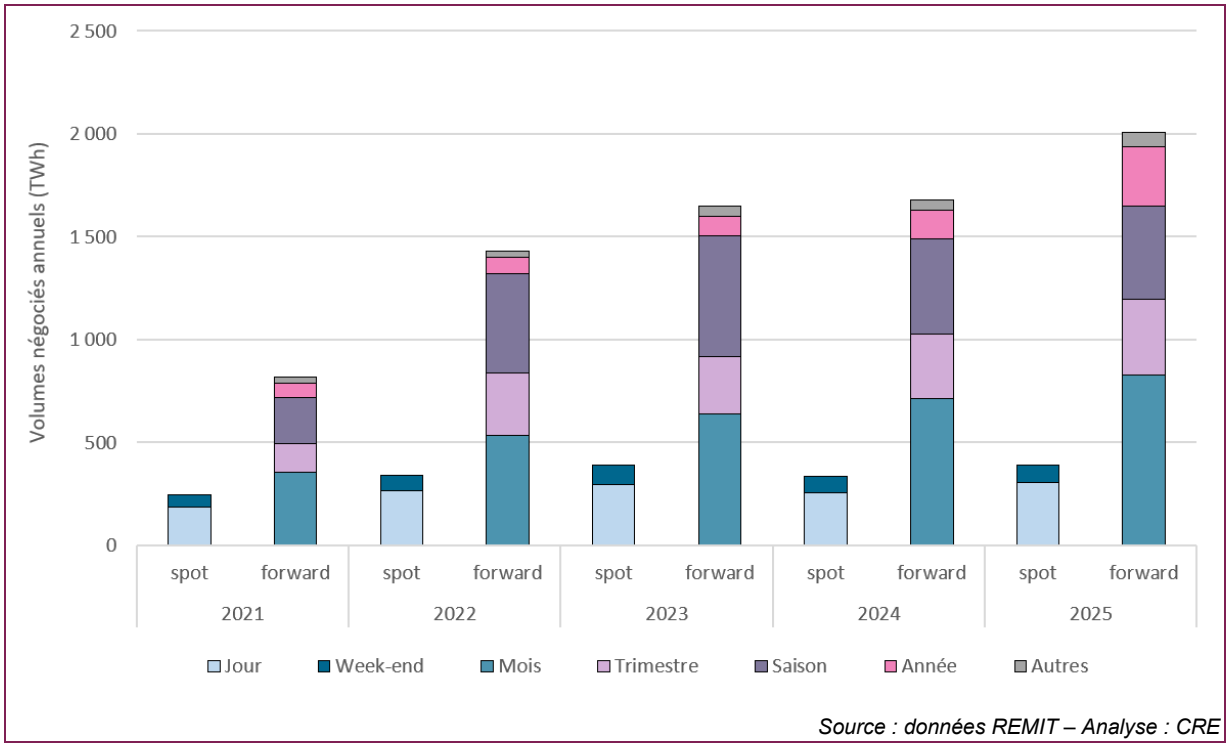


Figure 46 Volumes négociés par produit au PEG

3.2.1.5 Les marchés intermédiés

Le négoce de gaz naturel sur le marché de gros peut se faire de gré à gré (OTC, pour *over-the-counter* en anglais) ou au sein de marchés organisés (bourses). Dans le premier cas, les acteurs bénéficient généralement d'une plus grande flexibilité concernant les caractéristiques des produits échangés, tandis que les marchés organisés offrent typiquement une plus grande liquidité. En outre, les échanges de gré à gré peuvent être conclus de manière strictement bilatérale ou par l'intermédiaire de courtiers. Le marché dit intermédié recouvre alors les bourses et les transactions effectuées par les courtiers, par opposition au segment bilatéral des échanges OTC.

Le marché organisé du gaz en France a été créé en novembre 2008 avec le lancement des plateformes Powernext Gas Spot et Powernext Gas Futures. Le 1er janvier 2020, le groupe EEX a absorbé les activités de Powernext. La bourse ICE Endex propose également des produits au PEG, sur le marché à terme, mais sa part de marché reste faible par rapport à EEX.

En 2025, le nombre d'acteurs actifs[169] sur les bourses en France était de 97 pour le segment spot et de 94 pour le segment à terme (contre 96 et 84 respectivement en 2024). La CRE collecte également les informations transactionnelles portant sur les marchés de gré à gré. En 2025, 75 acteurs ont effectué des échanges par l'intermédiaire des courtiers (67 en 2024) et 135 de manière bilatérale (131 en 2024).

Au total, 82 % des quantités échangées sur le PEG en 2025 ont été conclues sur une bourse ou par l'intermédiaire d'un courtier (contre 77 % en 2024 et 79 % en 2023). De même que les années précédentes, on observe toutefois une différence structurelle dans le recours à l'intermédiation en fonction de la maturité concernée : les produits court terme sont très majoritairement négociés en bourse et les contrats à terme par le biais d'un courtier.

[169] Effectuant au moins une transaction sur la période

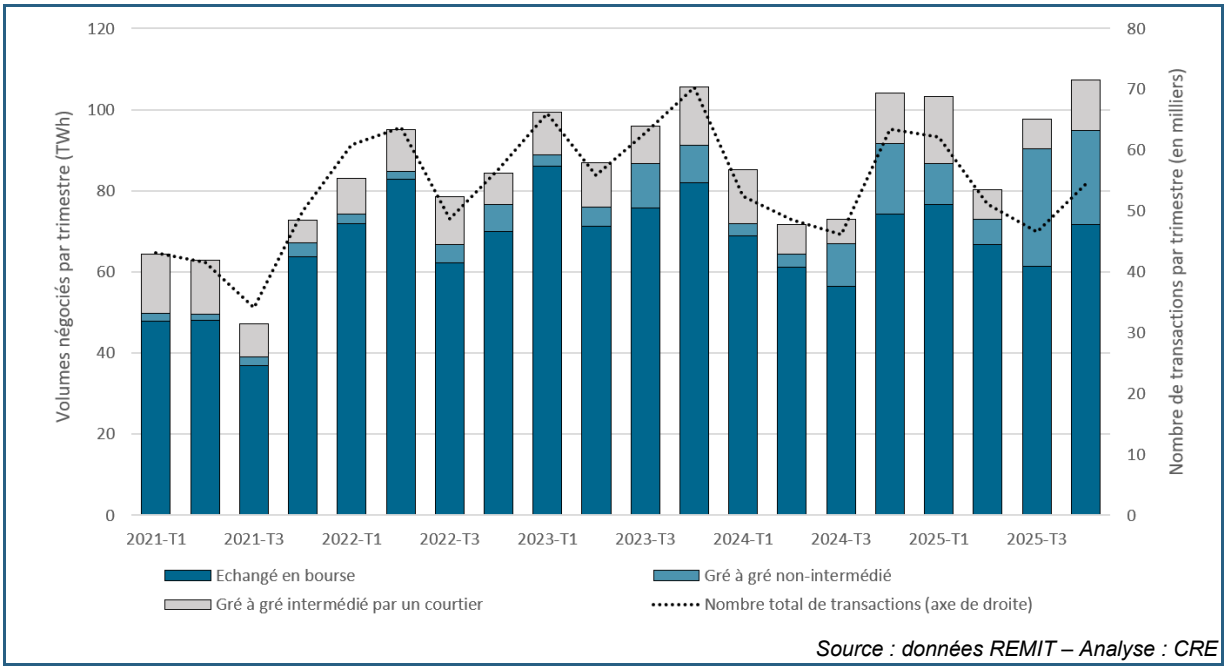


Figure 47 Volumes négociés par intermédiaire et nombre de transactions au PEG (segment spot)

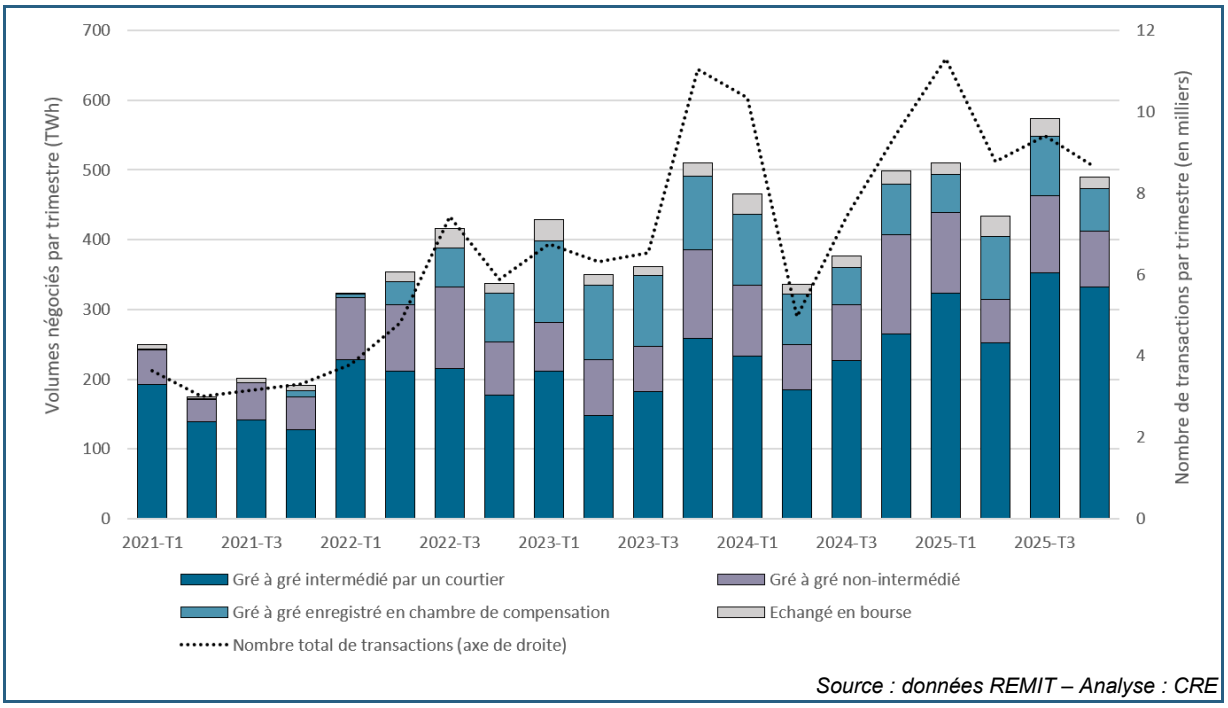


Figure 48 Volumes négociés par intermédiaire et nombre de transactions au PEG (segment à terme)

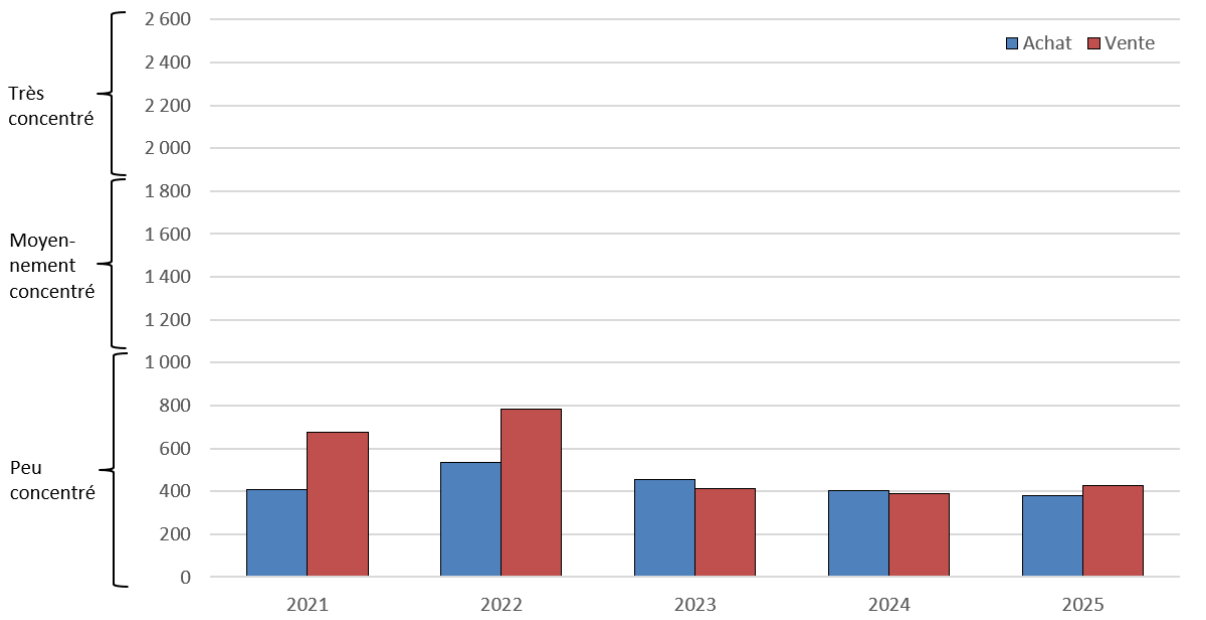
3.2.1.6 Niveau de concentration du marché français

Les deux figures suivantes présentent le niveau de concentration (indice HHI[170]) des marchés intermédiés français (bourses et courtiers) pour les segments spot et à terme.

[170] L'indice de Herfindahl-Hirschmann (HHI) est un indice mesurant la concentration d'un marché, calculé en additionnant les parts de marché exprimées en pourcent de tous les acteurs sur un produit au carré. Un HHI inférieur à 1000 traduit généralement des

Le PEG affiche un niveau de concentration limité, caractéristique d'un marché où la concurrence est bien développée. Cette faible concentration traduit une liquidité élevée s'expliquant notamment par la taille relativement importante de cette place de marché et par les nombreux points d'interconnexion et d'approvisionnement de la zone.

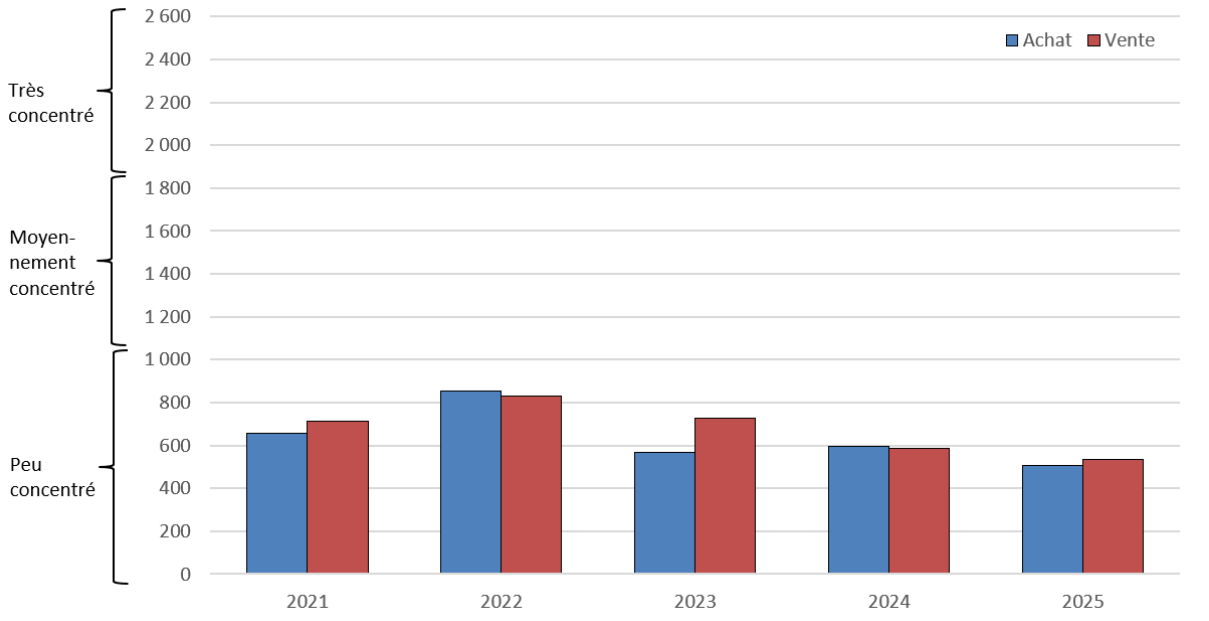
Avec les années et la fusion des zones pour former le PEG, désormais l'unique point virtuel d'échange en France, la concentration des marchés a affiché une tendance baissière. Elle évolue plus lentement depuis la fin de la crise énergétique mais continue de diminuer sur les marchés à terme : en 2025, l'indice HHI était en baisse de 15 % à l'achat et de 8 % à la vente sur ce segment par rapport à 2024. Sur le marché spot, il a chuté de 6 % à l'achat mais a augmenté de 10 % à la vente. Les marchés à terme restent légèrement plus concentrés que le segment spot.



Source : données REMIT – Analyse : CRE

Figure 49 Indice HHI des marchés intermédiés français (segment spot)

positions peu concentrées, les acteurs sont nombreux avec des parts de marché faibles, à l'inverse un HHI supérieur à 2000 traduit des positions concentrées avec un faible nombre d'acteurs avec une grande part de marché.



Source : données REMIT – Analyse : CRE

Figure 50 Indice HHI des marchés intermédiés français (segment à terme)

3.2.2 Le marché de détail de gaz naturel

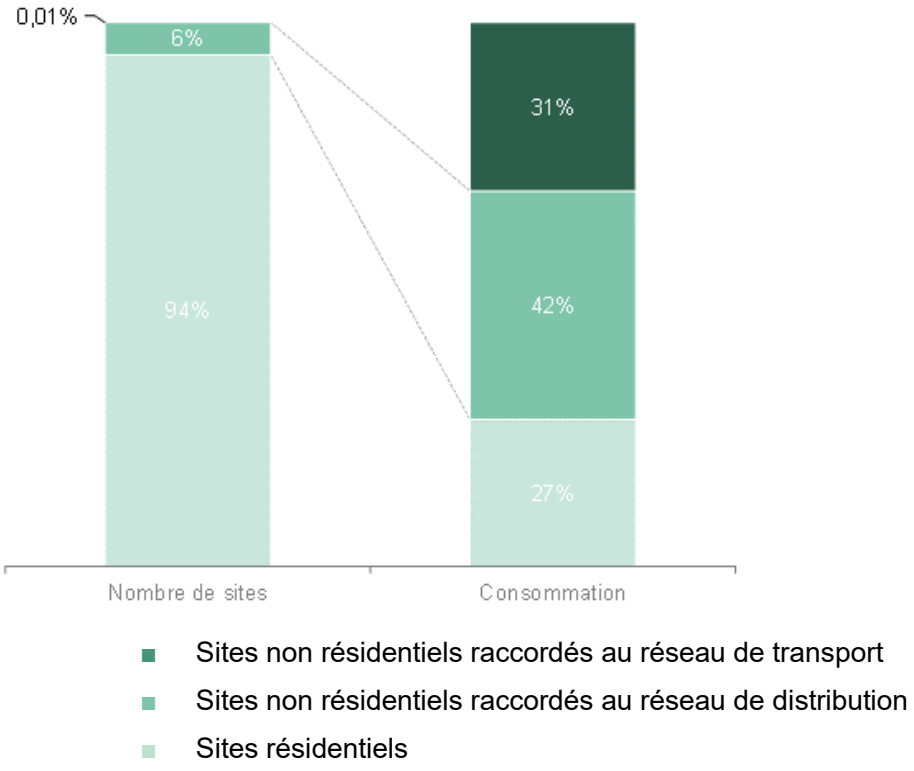
3.2.2.1 Etat des lieux

3.2.2.1.1 Les consommateurs

Depuis le 1er 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 2025, 11,0 millions de sites et une consommation annuelle d'environ 348 TWh[171].

[171] 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 ».



Source : données 2025, GRT, GRD – Analyse : CRE

Figure 51 Typologie des sites en gaz naturel, au 31 décembre 2025

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 1er 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 1er juillet 2023.

Par conséquent, au 31 décembre 2025, les consommateurs peuvent souscrire uniquement à des offres de marché proposées par les fournisseurs historiques et alternatifs, dont les prix sont fixés librement par les fournisseurs.

	Nombre de sites
Sites résidentiels	10 343 000
Sites non résidentiels	625 000

Source : Données 2024, GRD, GRT, Analyses CRE

Figure 52 Répartition en nombre de sites des consommateurs finals par type de site, au 31 décembre 2025

	Consommation annualisée (TWh)
Sites résidentiels	94
Sites non résidentiels	251

Source : Données 2024, GRD, GRT, Analyses CRE

Figure 53 Répartition en volume des consommateurs finals par type de site, au 31 décembre 2025

3.2.2.1.2 Les parts de marché – analyse en termes de nombre de sites

En 2023, les clients résidentiels aux tarifs réglementés de vente de gaz, n'ayant pas souscrit une offre de marché au 1er juillet 2023, ont été basculés automatiquement dans une offre de marché de leur fournisseur historique dont les caractéristiques ont été validées par la CRE. A fin décembre 2025, 1,8 millions de sites résidentiels étaient en offre de bascule chez leur fournisseur historique.

Au 31 décembre 2025, les fournisseurs alternatifs disposaient d'un portefeuille de 4 856 000 clients résidentiels (contre 4 759 000 en 2024, soit +2,0 %) sur un total de 10,3 millions (47 % des sites contre 46 % au 31 décembre 2024). Les fournisseurs historiques se partagent le reste du marché (53 %). Les fournisseurs alternatifs ont gagné 97 000 clients en 2025 (contre un gain de 129 000 en 2024). Les fournisseurs historiques ont perdu 202 000 clients en 2025 (contre 219 000 en 2024).

En ce qui concerne les sites non résidentiels, les tarifs réglementés de vente de gaz naturel ont été supprimés le 1er décembre 2020.

Au 31 décembre 2025, l'ensemble des sites sont en offre de marché pour 377 000 clients chez les fournisseurs alternatifs, soit 60 %, sur un total de 625 000. Cette proportion est en légère hausse depuis 2023, passant de 58,6 % à 59,7 % en 2024 puis à 60,3 % en 2025.

Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
53 %	29 %	49 %	53 %

Source : Données 2025, GRD, GRT, Analyses CRE

Figure 54 Parts de marché, en nombre de sites, des trois fournisseurs historiques les plus significatifs sur chaque segment, au 31 décembre 2025

Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
41 %	35 %	34 %	42 %

Source : Données 2025, GRD, GRT, Analyses CRE

Figure 55 Parts de marché, en nombre de sites, des trois fournisseurs alternatifs les plus significatifs sur chaque segment, au 31 décembre 2025

3.2.2.1.3 Les parts de marché – analyse en termes de volume de consommation

Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
39 %	28 %	37 %	56 %

Source : Données 2025, GRD, GRT, Analyses CRE

Figure 56 Parts de marché, en volume, des trois fournisseurs historiques les plus significatifs sur chaque segment, au 31 décembre 2024

Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
33 %	33 %	32 %	39 %

Source : Données 2025, GRD, GRT, Analyses CRE

Figure 57 Parts de marché, en volume, des trois fournisseurs alternatifs les plus significatifs sur chaque segment, au 31 décembre 2025

3.2.2.1.4 La concentration du marché

Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)[172] 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 2025, la concentration du marché, a légèrement diminué de quelques points (entre 100 et 300) sur tous les segments en volume et en sites.

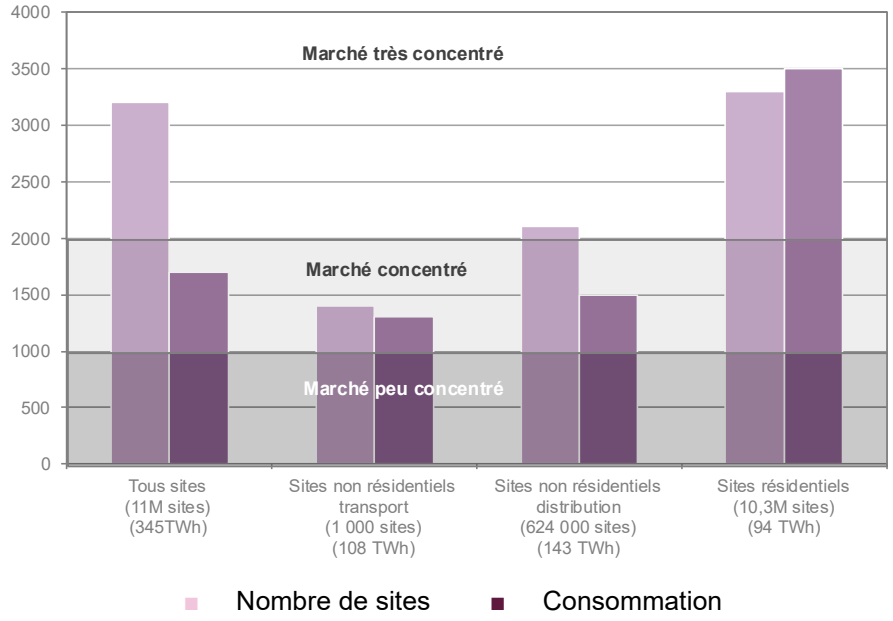
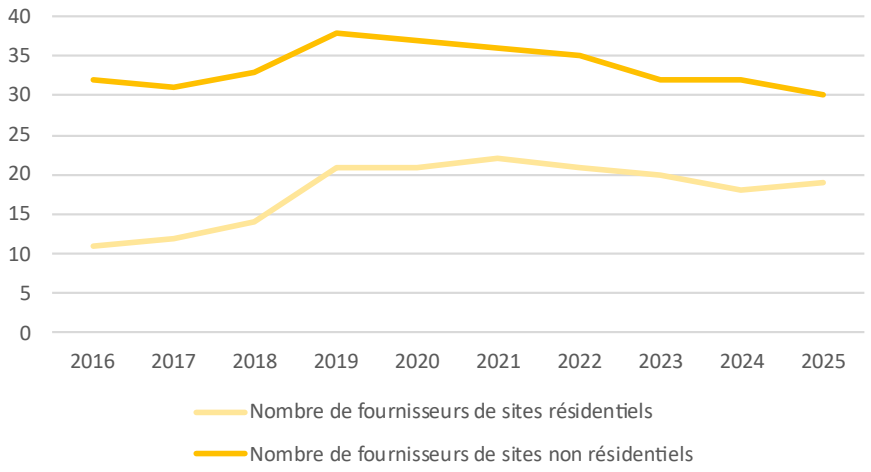


Figure 58 Indice de Herfindahl-Hirschman (HHI) en nombre de sites et en volume pour les différents segments du marché de détail

3.2.2.1.5 Les fournisseurs

Au 31 décembre 2025, 19 fournisseurs proposaient des offres aux clients résidentiels et 30 aux clients non résidentiels.

[172] 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.



Source : énergie-info.fr, Analyses CRE

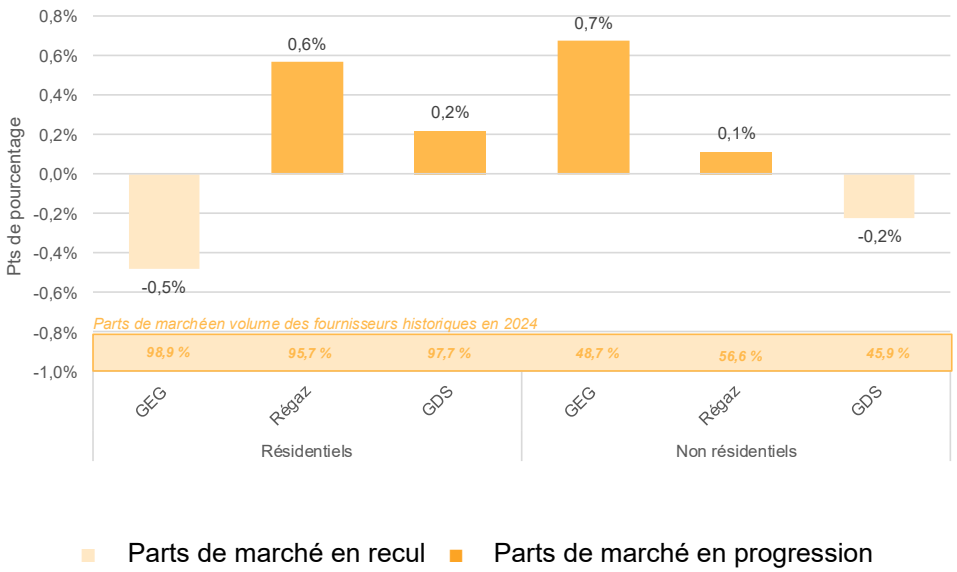
Figure 59 Les fournisseurs nationaux du gaz naturel

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.

Entre 93 % et 97 % des sites présents sur les zones des entreprises locales de distribution sont rattachés au fournisseur historique de la zone, contre 51 % sur la zone GRDF.

Le marché est davantage ouvert à la concurrence chez les consommateurs dits « haut de portefeuille ». Les fournisseurs alternatifs représentent en effet 43 % des consommations sur la zone Régaz, 54 % sur la zone R-GDS, et 51 % sur la zone Green Alp. Tandis que sur le périmètre des clients résidentiels, les fournisseurs alternatifs représentent entre 2 % et 4 % des consommations sur les zones des ELD.

Concernant l'évolution des parts de marché des volumes livrés, la situation reste stable sur le segment des résidentiels. Quant au segment des non résidentiels, en fonction des zones ELD, les fournisseurs historiques ont vu leurs parts de marché augmenter au maximum de 0,7 % et diminuer au minimum de 0,5 %.



Source : Gestionnaires de réseaux, Analyses CRE

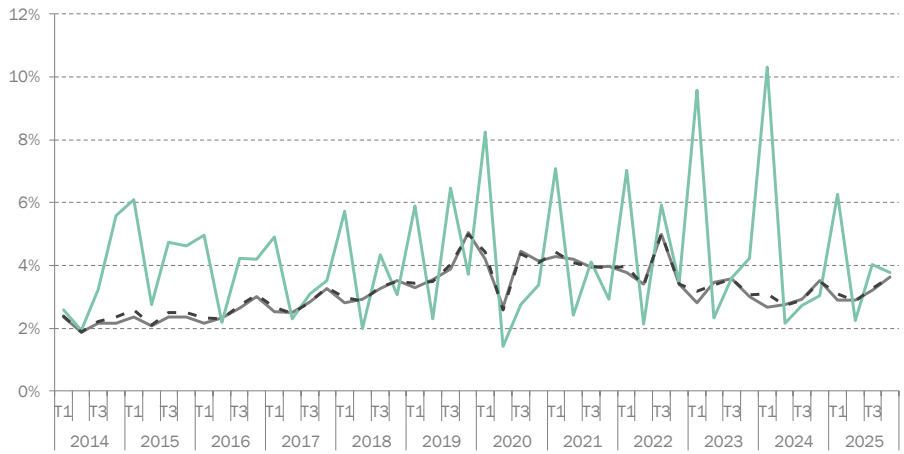
Figure 60 Evolution des parts de marché par fournisseur historique entre 2024 et 2025 sur les volumes livrés

3.2.2.2 Analyse des taux de changement de fournisseurs

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

Sur le segment non résidentiel, le taux de switch annuel est en baisse en 2025 comparé à 2024. Le taux de switch annuel s'est élevé à 16,3 % en 2025 contre 18,4 % en 2023 et 19,8 % en 2023.

Sur le segment résidentiel, le taux de switch annuel est remonté en 2025 comparé à celui de 2024, retrouvant un niveau proche de 2023. Le taux de switch est ainsi à 12,7 % en 2025 contre 11,9 % en 2024 et 12,8 % en 2023.



Source : Données 2025, Analyses CRE

Figure 61 Taux de switch trimestriel de 2014 à 2025

3.2.2.3 Les prix et les offres

3.2.2.3.1 Prix repère de vente de gaz naturel à destination des clients résidentiels au 31 décembre 2025

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, à la fin de l'année 2025, qu'environ 1,8 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 2025 :

En €/MWh	Client D2
Part fourniture	49,55
Part transport	7,21
Part distribution	28,25
Part stockage	5,19
PRVG HT	90,20
Prélèvements réglementaires sur les frais de réseaux (CTA)	4,00
TICGN	15,43
TVA	21,93
PRVG TTC	131,56

Source : Données 2025 Analyses CRE

Figure 62 Décomposition du prix repère de vente de gaz naturel au 31 décembre 2025

Remarques sur les hypothèses de calcul[173] :

- toutes les données sont exprimées en €/MWh
- la TVA s'applique à hauteur de 20 % sur la part variable et la TICGN et de 20 % sur la part fixe et la CTA.
- Client domestique D2 = ménage ayant une consommation annuelle de 11,51 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. A l'issue d'une consultation publique[174], la délibération n°2024-92 du 23 mai 2024 a notamment actualisé les niveaux des composantes de marge, risque et coûts commerciaux du PRVG et a modifié la structure des composantes de transport, stockage et coûts commerciaux du PRVG. La structure de grille a également été modifiée pour adopter un « empilement des coûts » sur la zone GRDF, affectant les coûts fixes à la part abonnement et les coûts variables à la part variable du PRVG, au périmètre de GRDF. Au cours de l'année 2025, plusieurs évolutions méthodologiques ont été apportées au PRVG. La délibération n°2025-128 du 27 mai 2025 a ajusté la méthodologie de

[173] 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.

[174] Consultation publique de la CRE n°2024-4 du 8 avril 2024 relative à l'évolution du prix repère de vente du gaz naturel (PRVG) et de la référence de coût d'approvisionnement CRE

construction de la composante des CEE afin d'assurer la transition entre deux périodes CEE. La délibération n°2025-238 du 29 octobre 2025 a ensuite modifié la méthodologie du PRVG pour y intégrer les futures composantes « CPB » et « ETS2 » en précisant leurs modalités d'introduction et a également amendé la méthodologie de construction de la composante « risque » ainsi que la brique de coûts commerciaux à la lumière d'une nouvelle étude comparative. Enfin, la délibération n°2025-254 du 18 novembre 2025 a acté une première marche vers une structure de grille par « empilement des coûts » en zone locale de distribution.

Entre janvier 2008 et décembre 2025, les tarifs réglementés de vente en distribution publique, puis le prix repère de vente du gaz, ont augmenté de 30,6 €/MWh en euros constants 2025.

Source : CRE

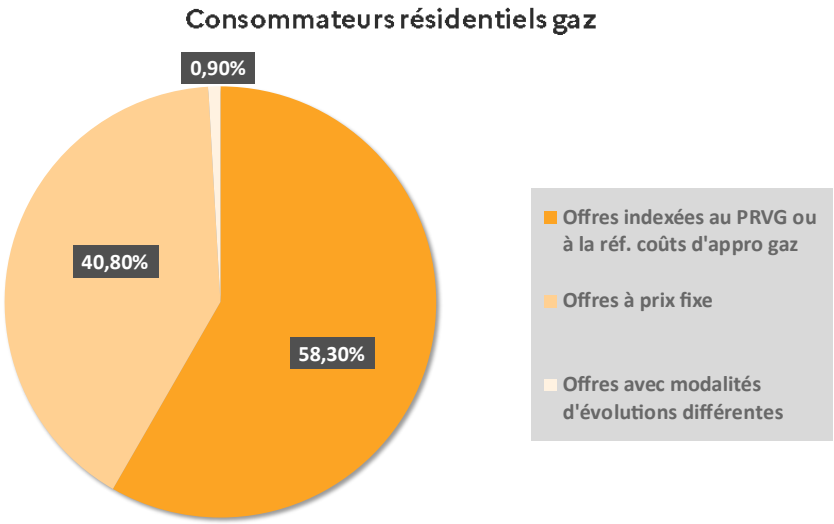
Figure 63 Evolution des prix du gaz, hors taxes et CTA, en euros constants 2025 par mégawattheure

3.2.2.3.2 Les offres de marché

Le marché de la fourniture de gaz naturel est complétement 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 (PRVG), sur la référence des coûts d'approvisionnement gaz publiées par la CRE ou bien 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.



Source : Données transmises par les fournisseurs dans le cadre de la surveillance de la CRE

Figure 64 Distributions des contrats de gaz naturel des consommateurs résidentiels

L'ensemble des consommateurs résidentiels de gaz naturel est désormais en offre de marché. Le PRVG constitue un référentiel destiné à orienter les consommateurs sur le marché et faciliter la comparaison des offres de fourniture. En revanche, il ne s'agit pas d'une offre commerciale à laquelle les consommateurs peuvent souscrire. Les contrats en cours des consommateurs résidentiels se concentrent majoritairement autour de cette référence : 62 % des contrats en offre de marché de gaz ont un prix hors taxes[175] -5% et PRVG +5%. Les consommateurs gaz situés dans ces tranches de prix ont, pour la plupart, souscrit des contrats à prix fixe ou indexés sur la référence de coûts d'approvisionnement de la CRE.

Certains contrats s'avèrent par ailleurs particulièrement compétitifs : près de 22 % des contrats de gaz ont un prix inférieur à PRVG -5%, la majorité d'entre eux affichaient une réduction allant de -10 % à -5 % par rapport à la référence.

Au global, ce sont près de 84 % des contrats en offre de marché de gaz sur le segment résidentiel qui ont des prix inférieurs ou proches du PRVG.

Pour les consommateurs les plus avertis et profitant d'offres dont le prix est peu élevé, l'économie réalisée par rapport au consommateur moyen en offre de marché dépasse les 136 €/an HT en gaz. En revanche, d'autres consommateurs ont souscrit des contrats dont les prix peuvent atteindre des niveaux très élevés. Sur ces offres, les consommateurs concernés pourraient réaliser des économies potentielles allant de 300 à près de 1000 € par an s'ils choisissaient une offre plus compétitive.

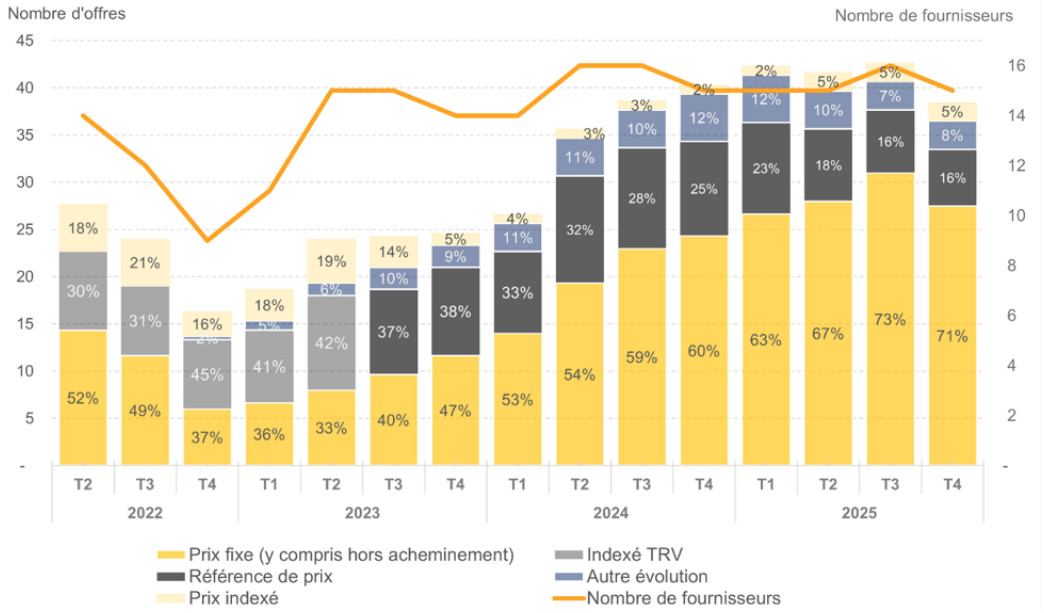
Comparaisons de quelques types d'offres :

Les graphiques suivants montrent la comparaison des offres proposées par les fournisseurs de gaz naturel dans le cas d'un client résidentiel ayant une consommation annuelle de 14 000 kWh par an (client type « Chauffage ») et dans le cas d'un client résidentiel ayant une consommation de 610 kWh par an (client type « Cuisine ») les deux étant situés à Paris. Ces graphiques s'appuient sur les données disponibles sur le comparateur d'offres du Médiateur national de l'énergie disponible sur le site www.energie-info.fr.

Après la crise des prix sur 2021 et 2022, la relative détente des prix de gros observée au fil de l'année 2023 a permis un redémarrage progressif de la concurrence dans les offres proposées sur les marchés de détail : entre le dernier trimestre 2022 et le dernier trimestre 2023, le nombre d'offres proposées à

[175] Moyenne pondérée des PRVG mensuels sur l'année 2025, hors toutes taxes.

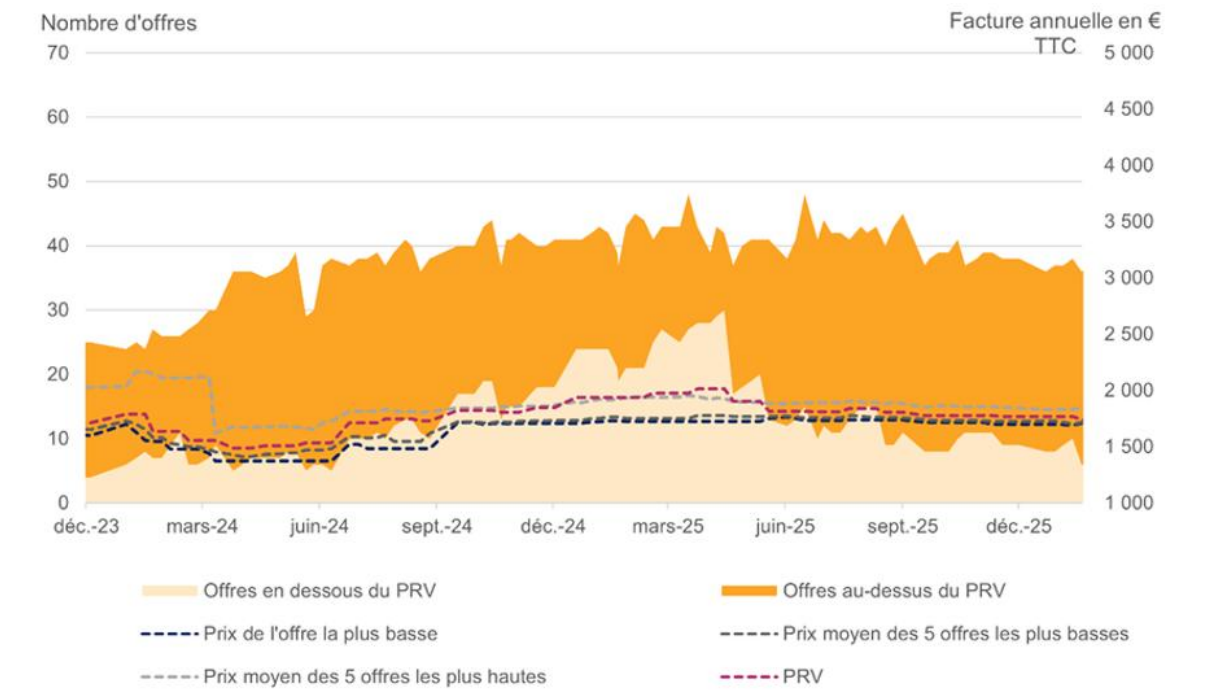
des clients type « Chauffage » sur le comparateur d'offres du Médiateur national de l'énergie a augmenté de 40 %. Dans le même temps, le nombre de fournisseurs proposant des offres a augmenté de plus de 60 %. En 2024, cette tendance s'est accentuée avec 40 offres proposées disponibles à la souscription fin 2024. La croissance s'est poursuivie jusqu'au troisième trimestre 2025 avec 43 offres proposées à la souscription en moyenne sur le trimestre. Cette période s'illustre par une forte représentativité des offres à prix fixe. La croissance du nombre d'offre sur le dernier trimestre 2025 est plus modeste, revenant à 39 en moyenne trimestrielle.



Source : Comparateur d'offres énergie-info

Figure 65 Evolution des offres de fourniture de gaz naturel pour les consommateurs résidentiels type chauffage sur le site comparateur « énergie-info »

Depuis 2023, le nombre d'offres à un niveau plus compétitif que le PRVG s'est accru jusqu'en avril 2025. La part d'offres dont les niveaux de prix sont en-dessous des niveaux du PRVG est ainsi passée de 16 % fin 2023 à 70 % au mois d'avril 2025. Cette part a ensuite diminué pour atteindre 24 % à fin décembre 2025. Aussi, en décembre 2025, le prix moyen des 5 offres les plus basses pour un client type « Chauffage » consommant 14 MWh par an est 2 % moins élevé que le niveau du PRVG TTC.



Source : Comparateur d'offre energie-info.fr

Figure 66 Evolution des offres de fourniture de gaz naturel pour les consommateurs résidentiels type chauffage en comparaison avec le TRVG/PRVG

3.3 La sécurité d'approvisionnement

3.3.1 Le suivi de l'équilibre offre / demande de gaz naturel

3.3.1.1 Hiver 2024-2025

Durant l'hiver 2024-2025, trois épisodes de congestions ont été observés sur la TRF, entrainant des charges de résorption des congestions pour les GRT, liées à l'activation du spread localisé, avec un montant dépensé de 1,5 M€ (pour un volume total de 0,7 TWh). Les congestions ont donc baissé en volume, en coût et en coût moyen par rapport aux deux hivers précédents. Aucune restriction mutualisée n'a été appliquée sur la TRF.

3.3.1.2 Hiver 2025-2026

Durant l'hiver 2025-2026, deux épisodes de congestions ont été observés sur la TRF, entrainant des charges de résorption des congestions pour les GRT, liées à l'activation du spread localisé, avec un montant dépensé de 0,4 M€ (pour un volume total de 0,3 TWh). Les congestions ont donc baissé en volume, en coût et en coût moyen par rapport aux trois hivers précédents. Aucune restriction mutualisée n'a été appliquée 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 2025 s'élève à 341 TWh (371 TWh corrigé du climat), contre 353 TWh en 2024, soit une baisse de 3 %. La consommation sur les réseaux de distribution a diminué de près de 2 % par rapport à 2024. La consommation des centrales à cycles combinés produisant de l'électricité (16 TWh) a augmenté de 7 %, mais reste très inférieure aux années précédentes (43 TWh/an en moyenne entre 2020 et 2023). Enfin, la consommation des industriels directement raccordés aux réseaux de transport a diminué de 5 %, principalement en lien avec l'évolution de l'activité industrielle, les efforts d'efficacité énergétiques des industriels et la substitution entre énergies.

3.3.2.1.1 La demande de gaz naturel sur le réseau de GRT gaz

La consommation totale de gaz au sein de la zone d'équilibrage de NaTran en 2025 s'élève à 320 TWh, en baisse de 3 % par rapport à 2024.

3.3.2.1.2 La demande de gaz naturel sur le réseau de Teréga

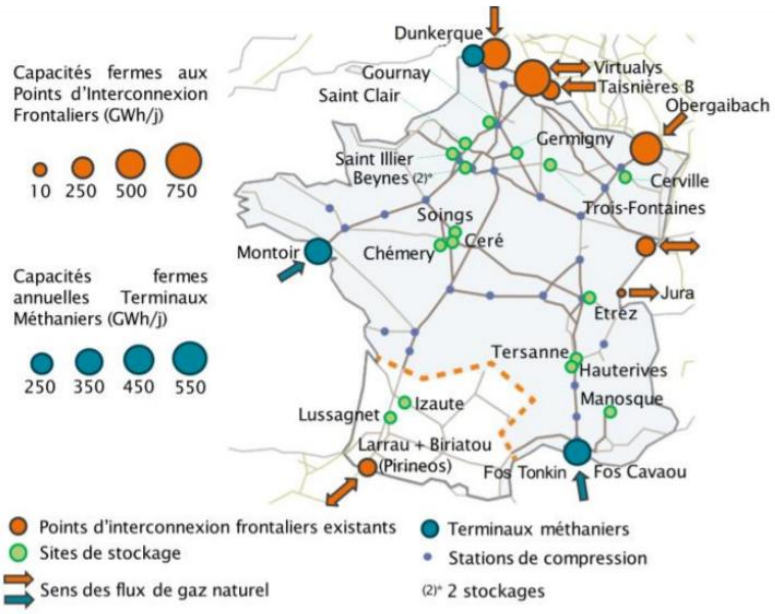
La consommation totale de gaz au sein de la zone d'équilibrage de Teréga en 2025 s'élève à 20 TWh, en baisse de 5 % par rapport à 2024.

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 67 Sites de stockage souterrain de gaz naturel en France

3.3.2.2.1 Les capacités de stockages prévues par la PPE

L'article L. 421-3-1 du code de l'énergie prévoit que « les infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel qui garantissent la sécurité d'approvisionnement du territoire à moyen et long terme et le respect des accords bilatéraux relatifs à la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel […] sont prévues par la programmation pluriannuelle de l'énergie mentionnée à l'article L. 141-1. Ces infrastructures sont maintenues en exploitation par les opérateurs ».

A l'entrée dans la régulation, le décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016[176] 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

Figure 68 Liste des infrastructures présentes

Ainsi, le décret du 26 décembre 2018[177] a retiré de la liste des infrastructures prévues par la PPE les trois sites en exploitation réduite de Storengy (Trois-Fontaines, Saint-Clair-sur-Epte et Soings-en-Sologne). Les infrastructures en question continuent d'être régulées jusqu'à l'expiration du délai de préavis fixé à deux ans par arrêté[178], soit jusqu'au 31 décembre 2020.

3.3.2.2.2 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 partie 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 1er 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

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

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

[178] 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 fait l'objet d'une exemption de régulation relatives à l'accès des tiers à l'infrastructure et à la régulation tarifaire jusqu'en 2036.

Elengy est une filiale à 100 % de NaTran. Parmi les terminaux d'Elengy, le terminal de Montoir-de-Bretagne a été mis en service en 1980, sa capacité de regazéification est de 10 milliards de 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 10 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.

L'année 2025 a été marquée par une hausse de l'activité des terminaux français qui ont émis 329 TWh dans le réseau français (contre 263 TWh en 2024).

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 une 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 contraint 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.

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 2025-2026, ainsi aucune souscription n'a été contractualisée.

4 La protection des consommateurs

Agir dans l'intérêt du consommateur est le fil rouge qui guide l'action de la CRE dans toutes ses composantes : prix, qualité de service, innovation, sécurité d'approvisionnement, enjeux de transition énergétique et, enfin, résilience des systèmes (infrastructures physiques et marchés). Il convient toutefois d'apporter quelques précisions supplémentaires qui ne ressortent pas nécessairement des parties 2 et 3 dédiées aux marchés de l'électricité et du gaz.

4.1 Questions et réclamations

Commun aux marchés de l'électricité et du gaz naturel, energie-info.fr est un outil fournissant aux consommateurs résidentiels et petits professionnels d'énergie l'ensemble des informations nécessaires concernant leurs droits, la législation en vigueur et les voies de règlement des litiges à leur disposition. Il permet aux consommateurs de poser une question, de comparer les offres d'énergie et d'être conseillés et assistés dans le cadre d'un litige avec une entreprise du secteur de l'énergie. Il affiche également le taux de saisines en médiation pour chaque fournisseur, en complément des informations nécessaires à la comparaison des offres.

En 2025, au total, 3,7 millions de consommateurs ont été informés par le médiateur national de l'énergie, en appelant soit le numéro vert énergie-info, ou en consultant le site internet. La très grande majorité des consultations du public a lieu sur le site internet (3,6 millions), notamment pour utiliser le comparateur d'offres de fourniture de gaz et d'électricité (2,4 millions).

En 2025, le médiateur national de l'énergie a enregistré 28 0760 litiges portant sur l'électricité, le gaz et les autres énergies de chauffage (fioul, GPL, bois), et, bien ayant baissé, ce nombre reste supérieur à celui observé en 2023 (27 350). Parmi ces réclamations, 6 545 sont des litiges recevables (saisine écrite, délais respectés et entrant dans le champ de compétence du médiateur), et concernent en premier lieu les niveaux de consommation, ensuite le prix et les tarifs, puis les facturations et enfin les paiements/règlements. Il a fallu, en 2025, 86 jours en moyenne pour instruire un litige recevable, contre 131 jours en 2024. 6812 recommandations ou avis ont été émis, avec pour conséquence 10,5 M€ de remboursements ou dédommagements des opérateurs aux consommateurs.

Enfin, 90 % des personnes sondées se disent prêts à recommander le médiateur national de l'énergie à un proche, et 82 % des personnes se disent satisfaites des actions du médiateur.

4.2 La protection des clients vulnérables

Des dispositions sociales en vue de la protection des consommateurs vulnérables (exclusivement des clients particuliers et non des entreprises) ont été adoptées en application de loi n°2015-992 du 17 août 2015 dite de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) avec l'instauration d'un « chèque énergie » octroyant aux ménages disposant de revenus modestes une aide pour payer les factures d'énergie.

4.2.1 Electricité

Les personnes en situation de précarité peuvent bénéficier d'un dispositif permettant de « préserver ou garantir l'accès à l'électricité ».

La LTECV a instauré un « chèque énergie » octroyant aux ménages disposant de revenus modestes une aide pour payer les factures d'énergie. Les dispositions relatives au « chèque énergie » ont été codifiées aux articles L. 124-1 à L. 124-5 du code de l'énergie.

Le chèque énergie a été généralisé à partir du 1er janvier 2018, en remplacement des tarifs sociaux. Ce chèque énergie, d'un montant pouvant aller jusqu'à 277 €[179], est attribué sur la base d'un critère fiscal unique[180], en tenant compte du niveau de revenu et de la composition des ménages. Ce dispositif

[179] Arrêté du 26 décembre 2018 modifiant le plafond et la valeur faciale du chèque énergie

[180] 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 €

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 153 € (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 règlementaires 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. 66 497 € ont été versés en 2025. Le montant prévisionnel pour 2026 et 2027 est aussi de 66 497 € par année.

Il est régulièrement question, dans les délibérations des collectivités territoriales de ces deux territoires, d'une adoption des dispositions du code de l'énergie relatives au chèque énergie. Dans les faits, toutefois, ce déploiement ne paraît pas se réaliser, en raison notamment de l'absence, dans ces deux îles, de taxe d'habitation. À Saint-Barthélemy, la convention cadre relative à l'énergie signée entre l'État et la collectivité et applicable à partir du 1er février 2026 ne prévoit pas la reconduction du tarif de première nécessité.

Le décret n°2008-780 du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau prévoit que les bénéficiaires du chèque énergie ont aussi droit à la gratuité de la mise en service et à une réduction de 80 % des frais de déplacement en cas de coupure pour impayés.

Les coûts supportés par les fournisseurs à ce titre sont intégrés au périmètre des charges de service public de l'énergie. Ces charges se sont élevées à 1,7 M€ en 2025, et sont anticipées à 1,9 M€ en 2026 et 1,8 M€ en 2027.

L'article L. 115-3 alinéa 3 du code de l'énergie interdit les interruptions de fournitures pour impayés entre le 1er novembre et le 31 mars, y compris par résiliation de contrat. Seules des réductions de puissance seront possibles pendant cette période sauf pour les consommateurs bénéficiaires du chèque énergie. Ces dispositions sont complétées par un décret du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau[181].

En complément du chèque énergie, en application de l'article L. 121-8 du code de l'énergie, les consommateurs en difficulté peuvent bénéficier d'un service de maintien de l'énergie et d'une aide au paiement de leurs factures en liaison avec les services sociaux, à travers le Fonds de solidarité pour le logement (FSL) encadré par un décret du 2 mars 2005[182]. Les coûts supportés par les fournisseurs intégrés au périmètre des charges de service public de l'énergie. Ces charges se sont élevées à 28,9 M€ en 2025, et sont anticipées à 31,2 M€ en 2026 et 31,4 M€ en 2027.

En outre, des dispositions règlementaires[183] 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 1er octobre 2022. Le coût du dispositif est compensé par les charges de service public de l'énergie. Ces charges se sont élevées à 0,9 M€ en 2025 et sont anticipées à 2,8 M€ en 2026 et 3,5 M€ en 2027.

[181] 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

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

[183] 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

4.2.2 Gaz

La LTECV a instauré un « chèque énergie » octroyant aux ménages disposant de revenus modestes une aide pour payer les factures d'énergie. Les dispositions relatives au « chèque énergie » ont été codifiées aux articles L. 124-1 à L. 124-5 du code de l'énergie.

Le chèque énergie a été généralisé à partir du 1er janvier 2018, en remplacement des tarifs sociaux. Ce chèque énergie, d'un montant pouvant aller jusqu'à 277 €[184], 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 153 € (contre environ 114 € en moyenne pour les tarifs sociaux). Le montant du chèque énergie est modulé selon le niveau de revenu et la composition du ménage bénéficiaire. Avec le chèque énergie, l'aide ne dépend plus de l'énergie de chauffage, alors que le niveau d'aide dans le cadre des tarifs sociaux pouvait varier du simple au triple.

Le chèque énergie est couvert par la CSPE.

En complément du chèque énergie, en application de l'article L. 121-8 du code de l'énergie, les consommateurs en difficulté peuvent bénéficier d'un service de maintien de l'énergie et d'une aide au paiement de leurs factures en liaison avec les services sociaux, à travers le Fonds de solidarité pour le logement (FSL) encadré par un décret du 2 mars 2005[185].

En outre, des dispositions règlementaires 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 1er octobre 2022. Le coût du dispositif est compensé par les charges de service public de l'énergie.

L'article R. 124-16 I. du code de l'énergie relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau prévoit que les bénéficiaires du chèque énergie ont aussi droit à la gratuité de la mise en service et à une réduction de 80 % des frais de déplacement en cas de coupure pour impayés. Les coûts supportés par les fournisseurs à ce titre sont intégrés au périmètre des charges de service public de l'énergie. Ces charges se sont élevées à 1,5 M€ en 2025, et devraient atteindre 1,9 M€ en 2026 et 2,0 M€ en 2027.

4.2.3 Les chantiers de renforcement du cadre de surveillance et de réglementation initiés par la CRE au sortir de la crise aboutissent

4.2.3.1 La mise en place des lignes directrices pour le renforcement de la transparence et de la lisibilité des offres et des contrats d'énergie

Dès la fin de l'année 2023, tirant les leçons de ses constatations au cours de la crise des prix de l'énergie des années 2021 à 2023, la CRE a engagé à partir du mois d'avril 2024 une réflexion avec les fournisseurs d'électricité et de gaz naturel, les associations de consommateurs, le médiateur national de l'énergie et les parties prenantes institutionnelles afin de renforcer l'information et la protection des consommateurs.

Cette réflexion a abouti à la publication le 11 juillet 2024 des lignes directrices pour le renforcement de l'information et de la protection des consommateurs, qui ont été mises à jour le 6 novembre 2025. Ces lignes directrices sont constituées de 13 mesures s'apparentant à des bonnes pratiques et portent sur les phases de souscription et d'exécution du contrat.

A la souscription, elles visent à améliorer la qualité et la transparence de l'information *via* :

- la mise en place d'une typologie des offres partagée entre tous les acteurs ;
- la présentation d'une estimation de facture annuelle, qui embarque un indice de confiance ;

[184] Arrêté du 26 décembre 2018 modifiant le plafond et la valeur faciale du chèque énergie

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

- l'évolution de la fiche harmonisée de description des offres ;
- une clarification du devoir de conseil du fournisseur, et de son engagement sur le prix.

En cours de contrat, elles garantissent une meilleure connaissance du client du prix de son offre et de ses évolutions à travers :

- la notification spontanée par le fournisseur en cas de changement de prix à son initiative ;
- la révision de l'échéancier de paiement en cas d'écart ;
- l'harmonisation de la mise à disposition d'informations (prix, conso HP/HC) ;
- la clarification des conditions de renouvellement de contrat, ainsi que des dispositions à l'expiration du contrat.

A la date de transmission de ce rapport, 83 fournisseurs se sont engagés à respecter les lignes directrices, parmi lesquels 75 sont actifs sur le segment des clients résidentiels dont 19 à l'échelle du territoire national. Ces fournisseurs représentent plus de 98 % des clients résidentiels.

La CRE a procédé entre les mois d'avril 2025 et février 2026 au contrôle de la bonne application de leurs engagements par les 19 fournisseurs nationaux engagés, et publié son bilan en deux temps :

- le 6 novembre 2025[186], la CRE a tiré un bilan encourageant de l'application des mesures 1 à 6, portant sur la phase de souscription, de ses lignes directrices, quoique contrasté, notamment entre fournisseurs opérant à l'échelle nationale et les entreprises locales de distribution ;
- le 15 juin 2026[187], la CRE a dressé un bilan satisfaisant de l'application de l'ensemble des mesures des lignes directrices par les 19 fournisseurs opérant à l'échelle nationale.

Le respect des mesures bénéficie directement aux consommateurs qui disposent désormais d'une meilleure information sur toute la durée de leur contrat de fourniture d'énergie, s'agissant notamment de la typologie de l'offre, de l'estimation de facture annuelle tant à la souscription, en cas d'évolution du prix en cours de contrat qu'au renouvellement, et enfin de la révision de l'échéancier de paiement.

Afin de pérenniser les avancées obtenues par cette démarche au bénéfice des consommateurs, la CRE prévoit d'assurer le contrôle annuel du respect des lignes directrices par les fournisseurs engagés et mettra ce bilan à jour pour tenir compte de toutes les évolutions de leurs offres, tout comme de leurs outils et méthodes de vente et de gestion de clientèle

La CRE prévoit de mettre à jour le contenu de ses lignes directrices à partir de l'automne 2026, afin de tenir compte du retour d'expérience de sa mise en œuvre pour le segment résidentiel, des évolutions législatives à venir en matière d'information et de protection du consommateur, et pour en élargir le périmètre d'application aux très petites entreprises, aux syndicats de copropriétés, aux associations et aux petites collectivités.

4.2.3.2 Le contrôle de la cohérence économique des offres

Les fournisseurs d'électricité et de gaz supportent un ensemble de coûts dont la ventilation dans les offres de fourniture varie selon leur propre stratégie. Ces coûts évoluent selon le niveau de service proposé, les caractéristiques propres du consommateur ou encore la stratégie commerciale du fournisseur. A la suite de la crise exceptionnelle de l'énergie en 2022-2023 et dans le cadre de sa mission de concourir au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel, la CRE a engagé des réflexions visant à renforcer la protection des consommateurs et à améliorer le fonctionnement du marché de détail.

Dans ce contexte la CRE a le pouvoir de surveiller la cohérence des offres faites aux consommateurs. L'article L.131-2 alinéa 4 du code de l'Energie dispose en effet que la CRE *« surveille la cohérence des offres […] faites par les producteurs, négociants et fournisseurs, notamment vers les consommateurs finals, avec leurs contraintes économiques et techniques, le cas échéant leurs conditions*

[186] Délibération de la CRE n°2025-243 du 6 novembre 2025 portant communication du bilan de la mise en œuvre de ses lignes directrices pour le renforcement de la protection des consommateurs de gaz naturel et d'électricité

[187] Délibération de la CRE n°2026-110 du 11 juin 2026 portant communication du bilan de la mise en œuvre de ses lignes directrices pour le renforcement de la protection des consommateurs de gaz naturel et d'électricité par les fournisseurs nationaux

d'approvisionnement par l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique mentionné à l'article L. 336-1. […] Elle peut formuler des avis et proposer toute mesure favorisant le bon fonctionnement et la transparence, notamment en matière de prix, du marché de détail. »

Dans sa délibération du 30 mai 2024[188], la CRE a ainsi précisé le cadre dans lequel elle exercera à l'avenir sa surveillance de la cohérence des offres des fournisseurs. Ce contrôle de cohérence de la CRE portera sur les prix des offres disponibles à la souscription pour les nouveaux clients, et sur les prix en cours de contrat, pour lesquels des évolutions interviennent avant la fin du contrat.

Alors que ce contrôle sera opéré de manière *ad hoc* pour les offres des moyens et grands consommateurs, afin de tenir compte de la diversité des situations, il deviendra systématique pour le marché des petits consommateurs, résidentiels dans un premier temps.

Le contrôle systématique des prix et de leur évolution a pour finalité la détection et la dissuasion de pratiques commerciales défavorables aux consommateurs finaux. Les évolutions de prix les plus importantes, et les offres dont le prix indique des marges anormales vis-à-vis des coûts supportés pour leur fourniture donneront alors lieu à une analyse plus approfondie. Dans le cas où la CRE identifierait une situation anormale, le fournisseur devra justifier l'origine de la déviation tarifaire sur la base d'éléments objectivables (par exemple, en explicitant sa stratégie d'approvisionnement).

Des mesures correctives pourront être mises en place selon la nature de la situation : demande de correction, demande d'envoi d'informations aux consommateurs ou encore saisine de l'Autorité de la concurrence ou de la Direction Générale de la Concurrence, de la Consommation et de la Répression des Fraudes (DGCCRF).

4.2.3.3 Une régulation prudentielle pour garantir la solvabilité et la résilience des acteurs

La Directive (UE) n° 2024/1711 du Parlement et du Conseil du 13 juin 2024 concernant l'amélioration de l'organisation du marché de l'électricité de l'Union (« Directive EMD ») comporte une disposition relative à la régulation prudentielle :

L'article 18bis (1) du projet de Directive prévoit notamment l'obligation de contrôle des risques induits par les stratégies de couverture des fournisseurs. Il dispose à ce titre que :

« *Les autorités de régulation, ou lorsqu'un État membre a désigné une autre autorité compétente indépendante à cette fin, cette autorité compétente désignée, compte tenu de la taille du fournisseur ou de la structure du marché et y compris, le cas échéant, en procédant à des tests de résistance, veillent à ce que les fournisseurs :*

- *aient mis en place et en œuvre des stratégies de couverture appropriées pour limiter le risque généré par des évolutions dans la fourniture en gros d'électricité pour la viabilité économique de leurs contrats avec les clients, tout en maintenant la liquidité sur les marchés à court terme et les signaux de prix qui en émanent ;*
- *prennent toutes les mesures raisonnables en vue de limiter le risque de défaillance de la fourniture ».*

Les Etats membres avaient jusqu'au 17 janvier 2025 pour transposer la directive dans leur droit national. Un projet de transposition est en cours de préparation. En ce qui concerne le marché français de la fourniture, le nombre de faillites de fournisseurs a été limité au cours de la crise. Néanmoins, la période a tout de même mis en évidence des comportements risqués de certains fournisseurs, en particulier s'agissant de l'inadéquation entre leurs engagements à l'aval sur leurs offres de fourniture et la couverture de ces offres en amont.

C'est pourquoi, dans la lignée de la directive n° 2024/1711 du 13 juin 2024, la CRE a engagé une réflexion pour définir les conditions d'une pratique raisonnable du métier de fourniture d'énergie, afin de pouvoir en contrôler le respect par l'ensemble des acteurs. Cette régulation prudentielle n'a pas pour objectif de réduire à zéro le risque de faillite, dans la mesure où il n'est pas souhaitable de maintenir à tout prix un fournisseur inefficace sur le marché. Par ailleurs, l'existence du dispositif de fournisseur de secours permet de couvrir opérationnellement les conséquences d'une faillite de fournisseur, et d'en limiter les surcoûts pour le client.

[188] Délibération du 30 mai 2024 portant communication sur le contrôle de la cohérence des offres proposées par les fournisseurs d'électricité et de gaz naturel

Par conséquent, la CRE a proposé d'utiliser en première instance un critère de couverture en volume des engagements contractuels dans les contrats de fourniture. Ce principe viserait à normaliser dans la réglementation une stratégie d'approvisionnement raisonnable et averse au risque, partagée par la majorité des acteurs au cours de la crise. Elle permettrait par ailleurs :

- de limiter les contraintes opérationnelles en phase de contrôle par rapport à un système de stress-tests systématique ;
- d'éliminer les risques de barrière à l'entrée, voire d'effets anticoncurrentiels que véhiculeraient des obligations financières.
- de promouvoir une pratique saine par un contrôle lisible et irréfutable.

La CRE a présenté dans le cadre de sa consultation publique du 3 juillet 2024 une première proposition de mécanisme prudentiel. La délibération 2025-246 du 13 novembre 2025 portant communication relative aux règles transitoires qui préfigurent la régulation prudentielle s'appliquant aux fournisseurs d'électricité et de gaz naturel et sur l'ouverture d'un « guichet à blanc »[189] s'appuie sur les retours de la consultation publique pour mettre en place les grands principes de la régulation prudentielle en attendant la transposition de l'article 18bis de la Directive susmentionnée.

Le mécanisme s'articulait en deux temps avec, tout d'abord, la mise en œuvre d'un « guichet à blanc » se tenant au début de l'année 2026 et permettant aux fournisseurs de se familiariser avec les modalités de la régulation prudentielle, tant sur le plan opérationnel que sur le plan régulatoire, mais également, le cas échéant, adapter les règles à l'aune du retour d'expérience. Dans un second temps, le mécanisme de la régulation prudentielle met en place des guichets annuels ultérieurs au guichet à blanc.

Les contrôles prudentiels effectués dans ce régime transitoire s'appuient sur 3 principes permettant une revue qualitative et quantitative des stratégies de couverture des fournisseurs concernés :

- **Principe 1 - critère en couverture :** la CRE établit un premier critère de respect des engagements de prix des contrats de fourniture qui permet d'écarter les acteurs en conformité de la suite du dispositif ; ce critère est caractérisé par un « niveau de couverture minimum cible » en volume.
- **Principe 2 – critère financier :** les fournisseurs non-conformes au principe 1 sont soumis à un test financier, dont la profondeur est conditionnée par leur notation financière. Si ces fournisseurs ne respectaient pas les critères de solvabilité ou de liquidité suite aux perturbations modélisées dans ces tests, ils se verraient imposer un plan de remise en conformité.
- **Principe 3 – gouvernance :** en parallèle des principes 1 et 2, la CRE incite tous les fournisseurs à formaliser une stratégie de couverture et de gestion des risques, ainsi qu'un ensemble de mesures complémentaires visant les procédures et l'organisation interne.

[189] Délibération 2025-246 du 13 novembre 2025 portant communication relative aux règles transitoires qui préfigurent la régulation prudentielle s'appliquant aux fournisseurs d'électricité et de gaz naturel et sur l'ouverture d'un « guichet à blanc »

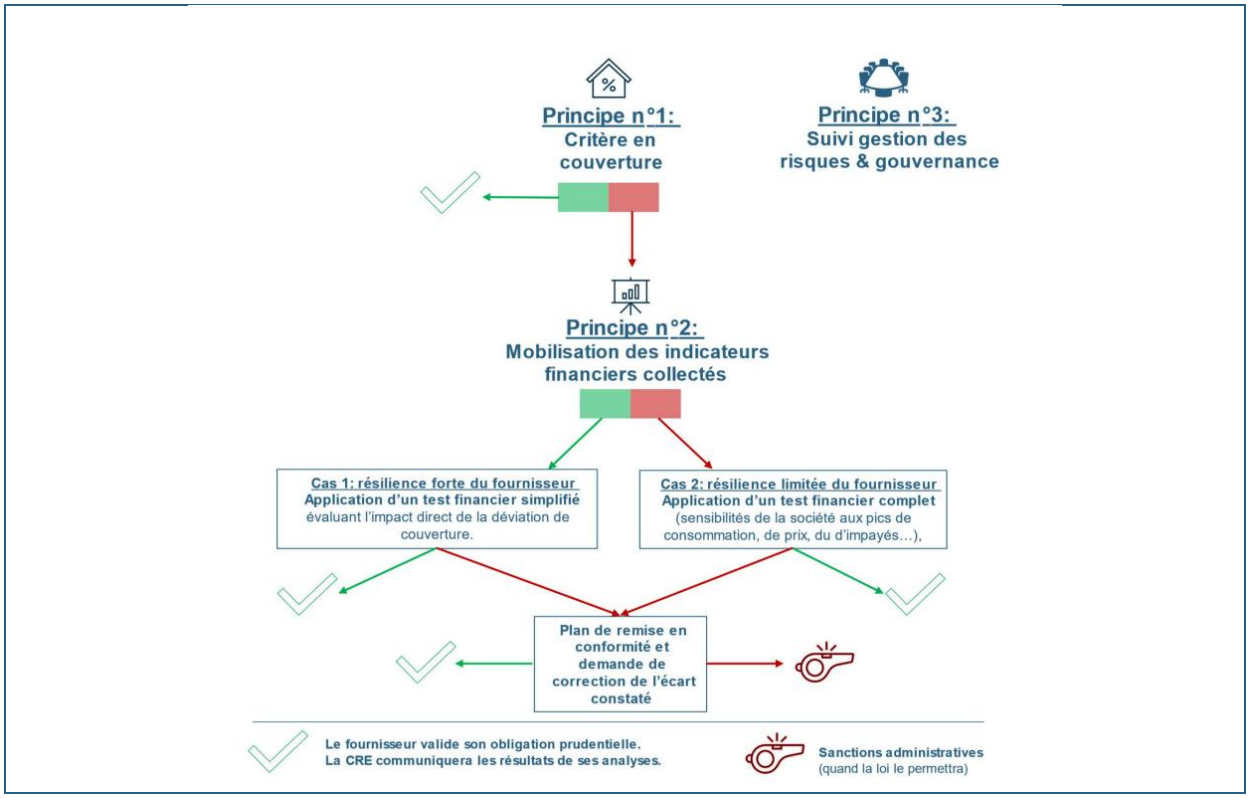


Figure 69 Synthèse des principes proposés dans le cadre de la régulation prudentielle de la CRE

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

Le comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDiS), créé en 2006, est composé de quatre membres titulaires et de quatre membres suppléants, avec autant de conseillers d'État que de conseillers à la Cour de cassation. Ceux-ci sont chargés de régler les différends, entre gestionnaires et utilisateurs, portant, notamment, sur l'accès aux réseaux publics, ouvrages et installations d'électricité et de gaz et leur utilisation. Ils sont également chargés de sanctionner les manquements au code de l'énergie et au règlement (UE) n° 1227/2011 du 25 octobre 2011 relatif à l'intégrité et à la transparence des marchés de gros de l'énergie, dit règlement « REMIT ».

De janvier 2025 à avril 2026 compris, le CoRDiS a reçu 52 demandes de règlement de différend et aucune demande de sanction. Pour cette même période, il a rendu 2 décisions en matière de sanction et 38 décisions en matière de règlement de différend, dont 21 décisions sur le fond, 1 décision de liquidation d'astreinte, 9 décisions donnant acte du désistement du demandeur, 5 décisions de rejet pour irrecevabilité et 2 décisions de rejet pour incompétence. Il a également transmis 2 demandes de règlement de différend au Médiateur national de l'énergie (MNE).

Dans le cadre de son pouvoir de règlement de différends, le CoRDiS a été saisi, à plusieurs reprises, de demandes de mesures conservatoires lui imposant de statuer en urgence. Sur le fond, il a tranché des litiges variés, portant par exemple sur le raccordement, provisoire ou définitif, d'installations de consommation d'électricité, individuelles ou collectives, ainsi que d'installations de production d'électricité, sur les conditions d'utilisation du réseau s'agissant du démantèlement d'un transformateur électrique ou de la rénovation de colonnes montantes électriques, sur la qualité de l'alimentation électrique d'installations de consommation ou encore sur les modalités de remise en conformité d'une installation de consommation d'électricité déjà raccordée au réseau public de distribution.

5.1 Décisions rendues en matière de sanctions

5.1.1 CoRDiS, décision du 20 janvier 2025 portant sanction à l'encontre de deux sociétés pour méconnaissance de l'article 5 du REMIT sur les manipulations de marché

Par une décision du 20 janvier 2025, le CoRDiS sanctionne, pour la première fois, une action concertée sur le fondement de l'article 2(2) a) ii) du règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (REMIT) et prononce, pour la première fois également, une injonction de publication, sur le site internet respectif des sociétés sanctionnées, d'une mention relative à la décision de sanction.

Le 13 novembre 2023, la présidente de la CRE a saisi le CoRDiS d'une demande de sanction dirigée contre deux sociétés. Cette demande reposait sur les conclusions d'une enquête ouverte le 17 mars 2021 par la CRE, qui avait constaté, de leur part, des comportements susceptibles d'enfreindre les règles définies par le REMIT.

La première société, de droit danois, active sur les marchés de l'électricité et du gaz à travers une quarantaine de pays, est une filiale détenue à 100 % par la seconde société, de droit norvégien, active sur les marchés de l'énergie pétrolière, du gaz naturel et des énergies renouvelables.

En 2019 et 2020, le point d'interconnexion entre la France et l'Espagne a été considéré comme « congestionné » à la suite de la saturation, par les demandes de réservations de la première société (82.286 kWh/h, soit la capacité maximale) et de la seconde société (1 kWh/h, soit la capacité minimale), aux premiers tours des enchères annuelles de capacités de transport de gaz, ce qui a activé le mécanisme de suppression des multiplicateurs tarifaires prévu par les délibérations de la CRE, diminuant le prix d'acquisition des capacités infra-annuelles. Si la seconde société avait maintenu ses demandes aux tours d'enchères suivants, la première société a ensuite formé des demandes de réservations minimes (1 kWh/h en 2019 et 0 kWh/h en 2020).

A cet égard, le CoRDiS considère, d'abord, que les réservations aux premiers tours des enchères litigieuses effectuées par la première société revêtent un caractère non authentique envoyant un signal faux ou trompeur. Ces réservations sont ainsi constitutives d'une manipulation de marché au sens de l'article 2(2) a) i) du REMIT et, partant, d'un manquement à l'article 5 de ce règlement.

Ensuite, le CoRDiS estime qu'il résulte d'un faisceau d'indices graves, précis et concordants que les réservations des deux sociétés aux enchères litigieuses doivent être regardées comme une action

concertée visant à fixer le prix des capacités infra-annuelles à un niveau artificiel, au sens de l'article 2(2) a) ii) dudit règlement.

En conséquence, le CoRDiS estime que les deux sociétés se sont livrées, en 2019 et en 2020, à des manipulations de marché à l'occasion des enchères susmentionnées. Il leur inflige ainsi des sanctions pécuniaires d'un montant de 8 millions d'euros pour l'une, et de 4 millions d'euros pour l'autre.

En outre, le CoRDiS enjoint à ces deux sociétés de publier la décision de sanction dans leurs prochains communiqués financiers, devant également contenir de manière apparente, une mention dont il a décidé le contenu, relative à cette décision de sanction, libellée en langue française, traduite également en langue anglaise et, pour chacune en ce qui la concerne, en langues norvégienne et danoise. Il enjoint aussi à ces deux sociétés d'insérer la mention susvisée sur la page d'accueil de leurs sites internet respectifs, de manière apparente, pendant une durée de trois mois.

- CoRDiS, 20 janvier 2025, n°08-40-23

5.1.2 CoRDiS, décision du 22 avril 2025 portant sanction à l'encontre d'une société pour méconnaissance de l'obligation de communication d'informations nécessaires à l'accomplissement des missions de la CRE visée à l'article L. 134-18 du code de l'énergie

Par une décision du 22 avril 2025, le CoRDiS inflige à une société une sanction pécuniaire d'un montant de 500 000 euros au titre de la méconnaissance, sanctionnée par l'article L. 134-29 du code de l'énergie, de l'obligation de communication d'informations nécessaires à l'accomplissement des missions de la CRE visée à l'article L. 134-18 du même code. Cette décision est la première par laquelle le CoRDiS sanctionne un manquement à l'une des obligations d'information prévues par le code de l'énergie.

Le 9 juillet 2024, la présidente de la CRE a saisi le CoRDiS d'une demande de sanction. Cette demande repose sur les conclusions d'une enquête ouverte par la CRE le 12 octobre 2023 visant à établir si une société, en refusant de répondre aux demandes d'informations qui lui ont été notifiées les 2 août 2022 et 16 février 2023, a manqué à l'obligation de communication de documents et d'informations visée à l'article L. 134-29 du code de l'énergie.

Au vu de la hausse sans précédent des prix de gros à terme de l'électricité au cours de l'année 2022, en particulier sur les contrats pour livraison en France pour l'hiver 2022-2023 et l'année 2023, la CRE a décidé d'interroger quarante-quatre acteurs de marché, de nationalités et de profils d'activité différents, sur leurs stratégies et leurs anticipations pour l'hiver 2022-2023, afin de comprendre les causes des niveaux des prix atteints.

Quarante-trois des acteurs interrogés ont répondu aux demandes d'informations de la CRE, ce qui lui a permis de publier le 13 décembre 2022, sur la base des éléments ainsi communiqués, son analyse des prix de gros de l'électricité pour l'hiver 2022-2023 et l'année 2023.

En revanche, une société, proposant notamment à ses clients des services d'accès aux marchés des matières premières et dont le siège social est situé en Allemagne, a refusé de répondre aux demandes d'informations adressées par la CRE portant, notamment, sur le détail des transactions qu'elle avait effectuées pour les produits à terme pour livraison d'électricité en France entre le 4ème trimestre 2022 et sur l'année 2023, au motif principal que la CRE n'a pas, en vertu des dispositions du REMIT, le pouvoir d'adresser directement des demandes contraignantes aux acteurs de marchés situés dans d'autres Etats membres.

Dans sa décision du 22 avril 2025, le CoRDiS estime que cette société a manqué à l'obligation de communication d'informations prévue par l'article L. 134-18 du code de l'énergie et doit, pour ce motif, être sanctionnée sur le fondement de l'article L. 134-29 du même code.

En premier lieu, le CoRDiS relève qu'il résulte d'une lecture combinée des articles L. 131-1, L. 131-2 et L. 134-18 du code de l'énergie que la CRE est dotée, pour l'accomplissement de ses missions, du pouvoir de recueillir toutes les informations nécessaires auprès des entreprises intervenant directement ou indirectement sur les marchés français de l'électricité.

En second lieu, il considère, sur le fondement des articles L. 134-18 et L. 134-29 du code de l'énergie, que les entreprises intervenant, directement ou indirectement, sur le marché de l'électricité français ont l'obligation de fournir à la CRE les informations qu'elle sollicite pour l'accomplissement de ses missions, et que le CoRDiS peut, lorsque des griefs ont été notifiés, prononcer une sanction à l'encontre d'une

entreprise qui a opposé son refus, après établissement d'un procès-verbal de constat et mise en demeure infructueuse de l'intéressée de s'y conformer.

En l'espèce, le CoRDiS constate, d'une part, que la société doit être regardée comme étant intervenue indirectement, pour le compte de ses clients, sur le marché de gros français de l'énergie et, d'autre part, que si cette société a fourni une partie des éléments demandés, elle a toutefois maintenu son refus de transmettre à la CRE les informations relatives à l'identité de ses clients contreparties ainsi que celle de ses clients émetteurs et destinataires de transactions portant sur les produits objet des demandes d'informations. En outre, interrogée lors de la séance du comité sur l'absence de transmission, par ses soins, des informations relatives à la présentation de son organisation et de son activité, la société a confirmé avoir omis de déférer à cette demande sans raison valable et s'est proposée d'y procéder, après avoir pourtant soutenu durant toute la procédure qu'elle avait répondu aux demandes qu'elle estimait légitimes.

En conséquence, le CoRDiS inflige à la société une sanction pécuniaire d'un montant de 500 000 euros et lui enjoint de publier la décision de sanction dans son prochain communiqué financier, devant également contenir, en haut de sa première page, de manière apparente et selon des modalités qu'il a précisées, une mention dont il a décidé le contenu, relative à cette décision de sanction, libellée en langue française et traduite en langues anglaise et allemande.

- CoRDiS, 22 avril 2025, n°03-40-24

5.2 Décisions rendues en matière de règlement de différends

5.2.1 CoRDiS, décision du 17 février 2025 portant règlement d'un différend relatif à l'emplacement du compteur électrique d'une habitation à la suite de la création d'une colonne montante électrique

Dans cette affaire, plusieurs copropriétaires d'un immeuble d'habitation ont réalisé d'importants travaux de rénovation dans leurs appartements respectifs et formé des demandes de raccordement auprès de la société Enedis. En sa qualité de président du conseil syndical de la copropriété, M. X. a organisé une visite des lieux avec des techniciens d'Enedis afin de permettre l'élaboration d'une solution technique pour la création d'une nouvelle colonne montante et de déterminer l'emplacement des nouveaux compteurs à installer.

Lors de cette visite, M. X. a demandé que le nouveau compteur de son appartement soit installé en lieu et place de l'existant, à savoir dans les parties communes, au rez-de-chaussée de l'immeuble. Toutefois, des techniciens d'Enedis lui ont indiqué que son nouveau compteur devait être posé dans son installation intérieure. M. X. a alors demandé, par défaut, que son compteur soit installé dans le local technique de son appartement et non sur le mur intérieur récemment rénové de celui-ci.

Après de multiples échanges entre les parties, une saisine du Médiateur national de l'énergie et une recommandation de celui-ci invitant Enedis à s'accorder avec M. X. au regard du cadre contractuel, réglementaire et normatif en vigueur, le CoRDiS a été saisi du litige.

Par une décision du 17 février 2025, le CoRDiS rappelle que le raccordement d'un utilisateur au réseau public de distribution d'électricité est effectué dans le respect de la réglementation technique, des normes et des règles de l'art en vigueur ainsi que des prescriptions complémentaires mentionnées dans le cahier des charges de la concession de distribution d'électricité applicable afin d'assurer, notamment, la sécurité des personnes.

Au cas présent, il constate, d'abord, que les travaux en cause impliquent l'installation de quatre nouveaux compteurs électriques et nécessitent la création d'une nouvelle colonne montante. Il en déduit que l'opération de raccordement devant être mise en œuvre par Enedis consiste dans la création de nouveaux branchements et non pas dans le simple renouvellement d'un compteur au sein d'une installation intérieure. Par conséquent, les prescriptions techniques relatives à la création de nouveaux branchements sont, seules, applicables et excluent, en substance, l'installation du nouveau compteur dans les parties communes.

S'agissant, ensuite, de la détermination de l'emplacement du nouveau compteur dans l'appartement de M. X., les parties se sont engagées, au cours de la séance publique, à ce que le nouveau compteur de M. X. soit installé à l'intérieur de son appartement, dans le couloir après la portée d'entrée et à ce que ce compteur fasse l'objet d'un habillage esthétique raisonnable à la charge d'Enedis de telle sorte que M. X. s'en estime satisfait.

Par suite, le comité décide qu'il n'y a plus lieu de statuer sur la demande de règlement de différend formée par M. X.

- CoRDiS, 17 février 2025, n° 15-38-24

5.2.2 CoRDiS, décision du 17 février 2025 portant règlement d'un différend relatif à la qualité de l'alimentation électrique, par le réseau public de distribution, d'une installation de consommation d'électricité

M. M. a saisi le CoRDiS après avoir constaté l'existence de microcoupures, coupures brèves et coupures longues, depuis plusieurs mois, sur son réseau électrique domestique, qui auraient causé des dommages sur plusieurs de ses appareils et installations électriques. Remettant en cause les explications qui lui avaient été fournies par la société Enedis quant à l'origine de ces coupures, M. M. avait ensuite refusé l'offre de règlement amiable de différend par laquelle le gestionnaire de réseau, après lui avoir proposé une prise en charge financière des dégâts occasionnés, lui demandait de signer un accord de confidentialité.

Au cours des échanges lors de la séance publique du comité, la société Enedis a, d'abord, indiqué que la seconde phase des travaux sur le poste source alimentant le point de livraison du domicile de M. M., qu'elle présentait comme l'une des causes principales des désagréments rencontrés par ce dernier, serait effectuée du mois de mars 2025 au mois de septembre 2025. Elle a ensuite précisé que les opérations d'élagage des lignes du réseau électrique de distribution desservant, notamment, le local d'habitation de M. M., qu'elle présentait comme l'une des opérations devant permettre d'améliorer substantiellement la qualité de la desserte en électricité du domicile de ce dernier, seraient achevées prochainement. Elle a enfin confirmé qu'elle maintenait son offre d'indemnisation et s'est engagée à transmettre, tous les mois à compter de la notification de la décision à intervenir, pendant une durée de trois mois, à M. M. ainsi qu'au comité, un relevé issu du compteur communicant « Linky » installé au domicile de ce dernier afin d'assurer un suivi de l'évolution de la qualité de la desserte en électricité du local d'habitation de M. M.

A l'issue de la séance publique M. M. a pris acte du maintien de l'offre de règlement amiable du différend présentée par Enedis et s'est déclaré satisfait par les engagements pris par cette société.

Le CoRDiS a ainsi décidé qu'il n'y avait pas lieu, en l'état de l'instruction, de statuer sur la demande de règlement de différend soumise par M. M.

- CoRDiS, 17 février 2025, n° 17-38-24

5.2.3 CoRDiS, décision du 26 février 2025 portant règlement d'un différend relatif aux modalités de raccordement d'une installation de consommation au regard de l'obligation de sécurité pesant sur le gestionnaire de réseau de distribution

Par une décision du 26 février 2025, le CoRDiS s'est prononcé sur une demande de règlement de différend présentée par la société Elec'Chantier 44 à l'encontre de la société Enedis, concernant les modalités de raccordement, au réseau public de distribution, d'une installation de consommation d'électricité et, plus particulièrement, le type de gaine à installer dans un vide sanitaire.

La société Elec'Chantier 44, mandatée par M. T., a adressé à la société Enedis une demande de raccordement définitif, au réseau public de distribution, d'une installation de consommation implantée sur un vide sanitaire. Un différend relatif à la nécessité ou non d'installer, dans ce vide sanitaire, des gaines en matière isolante non-propagatrice de flamme, de type ICTA (pour « isolant cintrable transversalement annelé »), en lieu et place des gaines de type TCP (pour « tube de protection des câbles »), s'est élevé entre ces deux sociétés.

Sur la procédure, le CoRDiS écarte la fin de non-recevoir soulevée par la société Enedis tirée de l'irrégularité du mandat de représentation de M. T. par la société Elec'Chantier 44, au motif qu'un tel mandat n'était pas dénué de lien avec l'objet social de cette dernière. La circonstance que la société Elec'Chantier 44 ait pour objet la réalisation de branchements provisoires est sans incidence sur la régularité du mandat confié puisqu'un branchement provisoire, qui permet l'alimentation temporaire d'une installation de consommation, doit, en principe, être suivi d'un branchement définitif.

Sur le fond, le CoRDiS énonce que, en vue de la prévention du risque d'incendie susceptible d'affecter ses branchements, un gestionnaire de réseau est tenu à une obligation de sécurité de résultat en vertu

de laquelle il est présumé responsable d'un sinistre lorsque l'origine de celui-ci se trouve dans l'environnement du branchement. A ce titre, les canalisations électriques, situées dans les bâtiments autres que ceux d'accès réservé aux électriciens et placées dans des gaines qui ne sont pas enterrées, doivent être conçues afin que les incendies ne puissent pas se propager par ces gaines. Cette exigence de sécurité s'applique à tout vide sanitaire, qui constitue par nature un vide de construction, dès lors que l'installation électrique qui y est placée répond à la définition donnée à la phrase qui précède.

Au cas présent, le CoRDiS relève qu'il ressort des pièces du dossier et des déclarations des parties que l'espace dans lequel est situé la partie litigieuse de l'installation de consommation à raccorder présente les caractéristiques d'un vide de construction remplissant la fonction d'un vide sanitaire, comportant plusieurs points ouverts d'entrée ou de sortie permettant le passage de différents réseaux, y compris pour la distribution du gaz.

C'est ainsi que le comité décide que la demande de la société Elec'Chantier 44 tendant à ce qu'il soit enjoint à la société Enedis de finaliser les travaux de raccordement, sans imposer l'installation d'un fourreau ou d'une gaine de type ICTA, doit être rejetée.

- CoRDiS, 26 février 2025, n° 12-38-24

5.2.4 CoRDiS, décision du 2 avril 2025 portant règlement d'un différend relatif aux modalités de raccordement, au réseau public de distribution, d'une installation de production d'électricité

Par une décision du 2 avril 2025, le CoRDiS s'est prononcé sur une demande de règlement de différend présentée par la société Green PV 3, à l'encontre d'Enedis, concernant les modalités de raccordement, au réseau public de distribution, d'une installation de production d'électricité.

Dans le cadre du schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (dit « S3REnR ») de la région Nouvelle-Aquitaine, OX2 France, société mère de Green PV 3, a déposé deux demandes de raccordement au réseau public de distribution d'électricité en HTA d'installations de production d'électricité à partir de source d'énergies renouvelables, consistant en plusieurs unités de production photovoltaïques situées à Villefranche-du-Queyran pour les projets dits « Baston 1 » et « Baston 2 ». OX2 a également sollicité le raccordement d'une installation de production située à Villefranche-du-Queyran selon un schéma de raccordement prévoyant un point de livraison situé à Bruch à une distance de 19,1 km, via un câble privé traversant le domaine public, et un poste source situé sur cette même commune à une distance de 2,2 km du point de livraison.

Enedis a indiqué à OX2 que cette troisième demande de raccordement ne pouvait être instruite en l'état compte tenu du fait que, conformément à la norme NF C 13-100, le point de livraison devait être situé sur l'emprise du « site à desservir ».

Sur la recevabilité de la demande de raccordement, le CoRDiS enjoint à la société Green PV 3 de communiquer des plans permettant de confirmer ses affirmations selon lesquelles, contrairement à ce que soutenait Enedis, les projets Bruch, Baston 1 et Baston 2 ne couvrent pas les mêmes installations et sont implantées sur les périmètres couverts par les deux arrêtés de permis de construire du 4 août 2023.

Sur le fond, le CoRDiS considère, d'abord, que dès lors que la norme NF C 13-100 n'est pas consultable gratuitement sur le site internet de l'Association française de normalisation (AFNOR) et même si celle-ci demeure l'une des normes de référence à laquelle il est loisible aux demandeurs au raccordement et gestionnaires de réseaux de recourir, elle ne peut faire obstacle, à elle seule, à ce qu'une installation de production d'électricité soit raccordée au réseau public de distribution selon un schéma qui ne répondrait pas en tous points aux prescriptions de cette norme.

A cet égard, le CoRDiS précise qu'il ne résulte, au demeurant, pas des prescriptions de cette norme que la notion de « site à desservir » doit s'entendre comme se limitant au site de production d'électricité mais qu'elle concerne le site d'injection d'électricité, qui, en l'espèce, est le point de livraison lui-même. Il en déduit que les prescriptions de cette norme ne s'opposent pas, en tout état de cause, au schéma de raccordement litigieux.

Ensuite, le CoRDiS relève, d'une part, que si le gestionnaire de réseau est tenu de proposer au demandeur au raccordement l'opération de raccordement de référence (ORR) qui minimise le coût des ouvrages propres, ce critère économique ne s'applique pas aux ouvrages privés appartenant au producteur et, d'autre part, que les dispositions du code de l'énergie ne s'opposent pas à ce que le

gestionnaire de réseau réalise une opération de raccordement différente de l'ORR, telle que sollicitée par le demandeur au raccordement.

Enfin, le CoRDiS rappelle que l'obligation du gestionnaire de réseau de gérer, dans les meilleures conditions de sécurité et de sûreté, le réseau public de distribution, concerne l'amont de ce réseau jusqu'au point de livraison de l'installation privée qui soutire ou injecte de l'électricité depuis ou sur ce réseau.

Le CoRDiS en déduit que le refus d'Enedis de transmettre à la société Green PV 3 une proposition technique et financière (PTF) reprenant le schéma de raccordement litigieux, qui ne saurait être regardé comme résultant de critères objectifs et non discriminatoires fondés sur des impératifs liés au bon accomplissement des missions de service public ou sur des motifs techniques tenant à la sécurité et la sûreté des réseaux et à la qualité de leur fonctionnement, est infondé.

C'est ainsi que le comité enjoint à Enedis de reprendre l'instruction de la demande de raccordement et d'adresser une PTF conforme au schéma de raccordement sollicité par la société Green PV 3, sous condition de l'exécution par cette dernière de l'injonction prononcée à son encontre.

- CoRDiS, 2 avril 2025, n° 16-38-24

5.2.5 CoRDiS, décision du 2 avril 2025 portant règlement d'un différend relatif au raccordement indirect, au réseau public de distribution, d'une installation de production d'électricité

Par une décision du 2 avril 2025, le CoRDiS s'est prononcé sur une demande de règlement de différend relatif au raccordement indirect, au réseau public de distribution, d'une installation de production d'électricité.

Au mois de juin 2022, la société Valorem a adressé, par le truchement de sa filiale la société Saint Père Energies, une demande de raccordement indirect à son parc éolien déjà existant du nouveau parc photovoltaïque porté par une autre de ses filiales, la société Pacauderie Energies.

Après avoir initialement établi une proposition de raccordement avant complétude du dossier (PRAC) aux termes de laquelle un raccordement indirect était possible, Enedis a néanmoins ultérieurement informé la société Saint-Père Energies de l'impossibilité de faire entrer sa demande de raccordement en file d'attente, au motif qu'un raccordement indirect « hébergeur/hébergé » était impossible si un passage sur le domaine public était nécessaire, ce qui aurait été le cas en l'espèce d'après la société Enedis. Cette dernière a, ensuite, réitéré son refus de faire entrer la demande en file d'attente, en arguant du « non-respect de l'unité foncière », ce qui a conduit la société Pacauderie Energies à saisir le CoRDiS.

En premier lieu, concernant les conditions du raccordement indirect, le comité précise qu'il résulte des dispositions de l'article D. 342-15-2 du code de l'énergie que des installations de production peuvent être raccordées en un point unique du réseau de transport ou de distribution d'électricité, non seulement lorsque ces installations sont « connexes », c'est-à-dire situées sur des terrains en « continuité immédiate » au sens de la documentation technique de référence (DTR) d'Enedis, mais aussi lorsque ces installations sont « proches », c'est-à-dire situées à peu de distance, sans être contiguës. Le comité ajoute que la DTR d'Enedis, qui est une norme de niveau inférieur à l'article susvisé ne peut, sans illégalité, en méconnaitre les dispositions.

Dans ce contexte et alors que la distance séparant les deux sites de production était de moins d'un kilomètre, le comité estime que ces derniers pouvaient être considérés comme proches, au sens des dispositions du code de l'énergie, et que c'est ainsi à tort qu'Enedis a refusé de procéder au raccordement indirect.

En deuxième lieu, concernant le coût de l'opération de raccordement, le comité rappelle que le gestionnaire de réseau est tenu, aux termes de l'article D. 342-23 du code de l'énergie, de proposer au demandeur au raccordement une offre de raccordement de référence minimisant le coût des ouvrages, seulement en ce qui concerne les ouvrages de raccordement dont le demandeur doit s'acquitter. Ainsi, la circonstance qu'en l'espèce la liaison privée ne pourrait pas servir au raccordement ultérieur d'autres utilisateurs est sans incidence sur le respect de ces dispositions.

En troisième et dernier lieu, le comité écarte les arguments soulevés par Enedis tirés de ce que le raccordement indirect d'une installation de production serait susceptible, d'une part, de permettre un détournement du principe de péréquation tarifaire et, d'autre part, d'accroître les risques pour la sécurité

des personnes en cas d'incendie sur le réseau. Sur ce dernier point, le comité relève que l'obligation du gestionnaire de réseau public de distribution de gérer ce réseau dans les meilleures conditions de sécurité ne concerne que le réseau public de distribution d'électricité qui lui est concédé.

Dans ces conditions, le comité considère que le refus de la société Enedis de proposer une offre de raccordement indirect à la société Saint Père Energies n'apparait pas fondé sur des critères objectifs, non discriminatoires et publiés, reposant sur des impératifs liés au bon accomplissement des missions de service public et sur des motifs techniques tenant à la sécurité et la sûreté des réseaux et à la qualité de leur fonctionnement. Il lui enjoint de replacer dans la file d'attente, à sa date de complétude, la demande de raccordement indirect et d'adresser au demandeur une proposition de raccordement indirect dans le délai d'un mois à compter de la notification de la décision.

- CoRDiS, 2 avril 2025, n° 20-38-24

5.2.6 CoRDiS, décision du 16 avril 2025 portant règlement d'un différend relatif aux modalités de remise en conformité d'une installation de consommation raccordée au réseau public de distribution d'électricité

Par une décision du 16 avril 2025, le CoRDiS s'est prononcé sur une demande de règlement de différend présentée par M. G., à l'encontre de la société Strasbourg Electricité Réseaux (SER), gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité (GRD), concernant les modalités de remise en conformité d'une installation de consommation raccordée au réseau public de distribution d'électricité.

Dans le cadre de la rénovation d'un studio appartenant à M. G., un agent de la société SER, non mandaté par cette dernière, a procédé au déplacement de son disjoncteur sans assurer la mise en conformité de cet ouvrage avec les normes techniques en vigueur.

M. G. reproche notamment au gestionnaire de réseaux de ne pas lui transmettre l'ensemble des informations relatives aux opérations réalisées sur son installation. Il lui demande, notamment, une importante indemnisation pour le préjudice qu'il estime avoir subi ainsi que la remise en état de son branchement individuel.

Le CoRDiS s'estime compétent pour régler le différend en ce qu'il porte sur la remise en conformité d'une installation électrique relevant du réseau public de distribution de SER, donc sur l'utilisation de ce réseau au sens de l'article L. 134-19 du code de l'énergie. En revanche, il juge irrecevables les demandes de M. G. en paiement de dommages et intérêts, tendant à voir prononcer une sanction pécuniaire à l'encontre du GRD, en communication d'un rapport d'anomalie détaillant l'historique d'intervention, lequel, selon les déclarations de M. G. lors de la séance publique, est destiné à éclairer l'expert judiciaire dont il a demandé, en référé, la désignation, et en transmission de la procédure au procureur de la République sur le fondement de l'article 40 du code de procédure pénale.

Au cours de la séance publique du comité, le GRD s'est engagé à réaliser à ses frais et sous dix jours les travaux de remise en conformité. Toutefois, interrogé par le comité sur cette proposition, M. G. l'a rejetée à plusieurs reprises au motif que cette intervention pourrait faire obstacle à ce que les preuves de la non-conformité de son installation puissent être constatées par un expert dans le cadre d'une procédure judiciaire en cours. Constatant le refus par M. G. de la solution permettant de régler, en faisant droit à ses conclusions recevables, le différend dont il a saisi le CoRDiS, ce dernier rejette la demande dont il avait été saisi initialement.

- CoRDiS, 16 avril 2025, n° 21-38-24

5.2.7 CoRDiS, décision du 24 avril 2025 portant règlement d'un différend relatif au raccordement, au réseau public de distribution, d'une installation de consommation d'électricité

Par une décision du 24 avril 2025, le CoRDiS s'est prononcé sur une demande de règlement de différend présentée par M. B., utilisateur du réseau, et dirigée contre la société Enedis, en sa qualité de gestionnaire du réseau de distribution d'électricité, et le syndicat mixte Territoire d'énergie Pyrénées-Atlantiques, en sa qualité d'autorité organisatrice de la distribution d'énergie (AODE), en ce qui concerne le raccordement, au réseau public de distribution, d'une installation de consommation d'électricité.

Sur la procédure, le CoRDiS s'estime compétent pour régler le différend, dès lors que celui-ci est relatif aux modalités de raccordement au réseau public de distribution d'électricité d'une installation de

consommation, nécessitant l'obtention préalable d'une servitude, sans être pour autant relatif à l'établissement d'une servitude entre personnes privées.

Sur le fond, le CoRDiS indique, d'abord, que l'implantation d'ouvrages du réseau public de distribution d'électricité sur une propriété privée requiert que le gestionnaire de réseau, ou l'AODE le cas échéant, puissent réaliser les travaux afférents mais également qu'ils bénéficient d'un droit d'accès permanent au coupe-circuit principal individuel afin de remplir les missions de service public qui leur sont assignées par la loi. Partant, la conclusion d'une convention de servitude est nécessaire dès lors que l'implantation d'une dérivation individuelle, qui implique la création de canalisations et qui suppose une surveillance de la voie et une protection de l'installation, est constitutive d'une atteinte au droit de propriété des propriétaires des parcelles devant être traversées. Il en déduit que la conclusion d'une convention de servitude est, dans les circonstances de l'espèce, nécessaire à la réalisation du raccordement litigieux, quel que soit le tracé retenu, et rejette, en conséquence, la demande de M. B. portant sur la réalisation d'une étude visant à déterminer l'opération de raccordement de référence sans convention de servitude.

Ensuite, le CoRDiS rappelle qu'en cas de partage de la maîtrise d'ouvrage pour la réalisation des travaux portant sur le réseau public de distribution d'électricité, le cahier des charges de la concession en vigueur doit organiser de manière claire la répartition des obligations entre les signataires, de sorte que les tâches incombant à chacun d'eux dans l'exercice de sa maitrise d'ouvrage soient clairement définies. Il précise, toutefois, qu'à défaut de stipulation explicite, et pour permettre l'accès effectif du demandeur au réseau dans un délai raisonnable, il y a lieu de déterminer celui à qui incombe d'établir de telles conventions de servitudes, en fonction de l'économie générale de la répartition des responsabilités entre les différents opérateurs concernés.

Au cas présent, il en déduit qu'en l'absence de désignation explicite, par le cahier des charges annexé au contrat de concession applicable, de l'autorité compétente pour conclure les conventions de servitude nécessaires, il appartient tant au gestionnaire de réseau qu'à l'AODE, qui exercent ensemble la maîtrise d'ouvrage des travaux de branchement et d'extension du réseau, d'obtenir de telles conventions et d'assurer, en tout état de cause, un accès permanent aux ouvrages du réseau. Il enjoint, en conséquence, à la société Enedis et au syndicat mixte de se rapprocher, dans un délai de huit jours à compter de la notification de la décision à intervenir, du propriétaire des parcelles devant être traversées pour la réalisation des travaux en cause, afin d'obtenir les conventions nécessaires, dûment complétées, datées et signées dans les formes requises pour assurer leur stabilité et leur pleine efficacité, tant entre les parties qu'à l'égard des tiers.

A cet égard, le CoRDiS précise qu'en présence d'une parcelle enclavée, dans l'hypothèse d'un refus de l'un des propriétaires de la ou des parcelles devant être traversées de signer une convention de servitude permettant le passage des ouvrages appartenant au réseau public de distribution d'électricité, il est loisible au gestionnaire de réseau, ou selon les cas à l'AODE, de demander que les travaux nécessaires à l'établissement et à l'entretien des ouvrages de distribution d'électricité soient déclarés d'utilité publique par l'autorité administrative compétente, sans que le demandeur ait à engager de démarches auprès des juridictions compétentes pour assurer le respect de ses droits. Il ajoute que lorsque de tels ouvrages doivent, en raison de la topographie des lieux, nécessairement être implantés sur la parcelle d'un tiers qui refuse l'établissement d'une convention de servitude, il incombe, toutefois, au gestionnaire de réseau, ou selon les cas à l'AODE, de solliciter une telle procédure.

En conséquence, il estime qu'il y a lieu, en l'espèce, d'enjoindre à la société Enedis et au syndicat mixte d'entamer, conjointement et formellement, en respectant toutes les prescriptions applicables, une procédure de déclaration d'utilité publique auprès de la préfecture des Pyrénées Atlantiques dans l'hypothèse où le propriétaire des parcelles devant être traversées pour la réalisation des travaux en cause refuserait de signer une convention de servitude, ou en cas de silence gardé pendant plus de quinze jours.

Enfin, le CoRDiS estime que M. B. est tenu, en application de l'article L. 342-12 du code de l'énergie, de s'acquitter de la contribution visée par ces dispositions. Il rejette, en conséquence, la demande de M. B. tendant à ce que le coût des travaux relatifs au raccordement soit mis à la charge de la société Enedis et du syndicat mixte.

- CoRDiS, 24 avril 2025, n° 10-38-24

5.2.8 CoRDiS, décision du 16 juillet 2025 portant règlement d'un différend relatif à la modification du raccordement au réseau public de distribution d'électricité d'une installation de consommation d'électricité

M. P. a saisi le comité à la suite d'une demande de raccordement qu'il avait effectuée auprès d'Enedis, portant sur des travaux de « modification de branchement aérien ». Enedis lui avait transmis une proposition de travaux de modification du branchement du local d'habitation mettant à sa charge la somme de 2.286,00 euros TTC et prévoyant, notamment, la réalisation d'un branchement de type 2 impliquant la modification de l'emplacement du compteur, situé jusqu'alors au sein de son local d'habitation. En réponse à une recommandation du Médiateur national de l'énergie (MNE), Enedis a indiqué accepter prendre en charge les coûts de l'opération mais a indiqué être dans l'impossibilité de procéder au branchement de type 1 demandé par M. P., compte tenu de la longueur séparant le coupe-circuit principal individuel (CCPI) du point de livraison de l'installation de consommation.

Au cours de l'instruction du différend, il est apparu que M.P. était lui-même à l'origine de la nécessité de modifier le raccordement au réseau public de distribution de son installation de consommation, après avoir, en tant que coindivisaire, accepté de céder une partie de la parcelle sur laquelle se trouvait les ouvrages de raccordement, créant ainsi une situation d'emprise pour le passage desdits ouvrages sur le terrain voisin. C'est au regard de ces éléments, inconnus jusqu'alors du gestionnaire du réseau de distribution, que ce dernier est revenu, au cours de l'instruction, sur sa proposition de prendre en charge le coût du raccordement.

Le comité considère en premier lieu qu'il ne ressort d'aucun texte ni d'aucune règle qu'il incomberait au gestionnaire du réseau public de distribution de suivre l'évolution juridique et cadastrale des terrains que traversent les ouvrages de raccordement au réseau public de distribution. Le demandeur n'est, dès lors, pas fondé à soutenir que la nécessité de modifier les ouvrages de raccordement était issue de la carence d'Enedis et qu'il ne pouvait pas lui être imposé un raccordement de type 2.

En second lieu, concernant l'emplacement du compteur prévu dans la proposition de raccordement transmise par Enedis au demandeur, le comité rappelle que, si la norme NFC 14-100 n'est plus d'application obligatoire, il n'en demeure pas moins que les ouvrages de raccordement doivent être conçus et réalisés selon une norme qui doit permettre d'atteindre le même niveau de sécurité à l'échelle de l'installation électrique et du bâtiment. Il en conclut que c'est sans méconnaître les conditions techniques en vigueur qu'Enedis a indiqué au demandeur être dans l'impossibilité de réaliser un branchement de type 1 en raison de la distance supérieure à 30 mètres entre le CCPI et le point de livraison de l'installation de consommation.

Enfin, concernant la prise en charge du coût de l'opération, le comité rappelle les dispositions réglementaires prévoyant que, lorsque la modification demandée par l'utilisateur du réseau entraîne des travaux sur les ouvrages constitutifs de son raccordement, ils donnent lieu au versement d'une contribution de la part de l'utilisateur. Dans ce cadre, le comité, relevant à nouveau que le demandeur était lui-même à l'origine de la situation cadastrale engendrant une emprise de son raccordement sur la parcelle voisine, décide que c'est à bon droit qu'Enedis, qui n'a fait que tirer les conséquences de l'état cadastral en vigueur, a mis à la charge du demandeur la contribution prévue par les dispositions de l'article L. 342-6 du code de l'énergie.

- CoRDiS, 16 juillet 2025, n° 18-38-24

5.2.9 CoRDiS, décision du 22 octobre 2025 portant règlement d'un différend relatif au raccordement d'une installation de consommation au réseau public de distribution d'électricité sur l'île de La Réunion

M. L. a effectué une demande de raccordement auprès d'EDF le 22 octobre 2023 pour une installation de consommation située sur l'île de La Réunion. Cette demande a été déclarée recevable le 13 novembre 2023. Le 28 mars 2025, M. L. a signé une convention de servitude transmise par le SIDÉLEC et autorisant ce dernier ainsi que la société EDF à pénétrer sur sa parcelle et à y effectuer les travaux nécessaires au raccordement de son installation de consommation. Cependant, le 9 juillet 2025, le SIDÉLEC a indiqué à M. L. que le lot du marché public portant notamment sur la réalisation des travaux d'extensions dans certaines communes du sud de La Réunion, dont la commune de Saint-Joseph où se situe l'installation de consommation du requérant, avait été déclaré sans suite pour cause d'infructuosité et que des réflexions étaient en cours en interne afin de décider des meilleures suites à donner à cette procédure. C'est dans ces conditions que M. L. a saisi le comité d'une demande de règlement de différend.

En premier lieu, le comité réaffirme que ses décisions peuvent s'imposer à une autorité organisatrice de la distribution d'électricité (AODE) agissant en qualité de gestionnaire de réseau de distribution d'électricité, au sens et pour l'application de l'article L. 134-19 du code de l'énergie, en tant qu'elle exerce des compétences de développement et d'exploitation des réseaux publics de distribution d'électricité qui relèvent de l'activité du gestionnaire du réseau de distribution. En l'espèce, le comité constate que tel est bien le cas pour le SIDÉLEC qui, aux termes du cahier des charges de concession, a la responsabilité de la réalisation des travaux d'extension du réseau électrique dans le cadre du raccordement d'une installation de consommation au réseau public de distribution, lorsque cette dernière se trouve en zone rurale.

Partant de ce constat, le comité relève que c'est donc régulièrement qu'EDF a laissé au SIDÉLEC la charge d'effectuer les travaux d'extension nécessaires au raccordement de l'installation de consommation de M. L., dont il n'est pas contesté qu'elle se situe en zone rurale au sens et pour l'application du cahier des charges. Il apparait ainsi que la société EDF, qui a, au demeurant, déclaré au cours de la séance publique être prête à réaliser les travaux concernant la « partie branchement » de l'ouvrage de raccordement dans les dix jours à compter de la mise en exploitation de l'extension, n'a pas manqué à ses obligations.

En second lieu, relevant que la société EDF n'a toujours pas été mise en mesure par le SIDÉLEC de transmettre une proposition de raccordement complète à M. L., alors que la demande de raccordement de ce dernier a été déclarée recevable le 13 novembre 2023, le comité estime que le fait que le SIDÉLEC soit dans l'attente d'un « nouveau marché public », lequel n'a été notifié qu'en septembre 2024, et que la mairie de Saint-Joseph n'ait approuvé que le 18 mars 2024 « la validation du financement, indispensable à l'émission de tout bon de commande », est sans incidence sur l'étendue de son obligation de répondre aux demandes de raccordement qui lui sont soumises par l'intermédiaire d'EDF pour la partie de l'ouvrage qui le concerne au titre du cahier des charges de concession.

Dans ces conditions, le comité décide, d'une part, qu'il y a lieu d'enjoindre au SIDÉLEC de débuter, dans un délai de 30 jours à compter de la notification de sa décision, les travaux d'extension nécessaires afin que M. L. puisse accéder au réseau public de distribution d'électricité, sous une astreinte, passé ce délai, de 200 euros par jour de retard pendant une durée de six mois et, d'autre part, qu'il y a également lieu d'enjoindre au SIDÉLEC de transmettre, dans un délai d'un mois à compter de la notification de sa décision, au comité et à M. L, toutes les informations pertinentes concernant le début effectif des travaux d'extension en cause, puis, tous les mois pendant six mois, toutes les informations relatives à l'avancement des travaux en cause, sans qu'il y ait lieu d'assortir cette injonction d'une astreinte.

- CoRDiS, 22 octobre 2025, n° 05-38-24

5.2.10 CoRDiS, décision du 3 décembre 2025 portant règlement d'un différend relatif à la contestation, par un consommateur final et utilisateur du réseau public de distribution d'électricité, des créances correspondant à la refacturation des sommes dues au titre de la composante de relève résiduelle

Par une décision du 3 décembre 2025, le CoRDiS s'est prononcé sur un différend relatif à la contestation, par un consommateur final et utilisateur du réseau public de distribution d'électricité, des créances correspondant à la refacturation des sommes dues au titre de la composante de relève résiduelle.

L'installation de consommation de M. T est équipée d'un compteur électromécanique non communicant (non Linky) pour laquelle il a souscrit un contrat de fourniture d'électricité auprès de TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF). Par quatre factures émises en 2024, TEEGF a demandé à M. T de payer les créances correspondant à la refacturation des sommes mises à la charge de ce fournisseur par Enedis, au titre de la composante de relève résiduelle prévue par la délibération de la CRE n° 2022-82 du 17 mars 2022.

M. T a contesté ces factures au motif qu'il aurait communiqué ses index de consommation à TEEGF au moins une fois par an depuis 2022 et qu'Enedis n'aurait pas procédé à la relève physique de son compteur non communicant.

Le comité relève d'office son incompétence pour se prononcer sur un différend opposant un fournisseur d'électricité à un consommateur final portant sur le bien-fondé des sommes facturées et sur l'exécution des conditions générales de vente d'un contrat de fourniture d'électricité. Il ajoute qu'il n'est pas non plus compétent pour mettre en œuvre les recommandations du MNE, lesquelles ne s'imposent pas à

lui. Pour ces motifs, le comité rejette les demandes présentées par M. T à l'encontre de TEEGF, ainsi que celles tendant à la mise en œuvre de la recommandation du MNE.

Au fond, le comité considère que, conformément à la délibération de la CRE n° 2022-82 du 17 mars 2022, en l'absence de mise à disposition, par M. T, de ses index de consommation d'électricité depuis plus de douze mois, Enedis était fondée à lui appliquer la composante de relève résiduelle, et que la circonstance selon laquelle cette société n'aurait pas procédé à la relève à pied de son compteur électromécanique est sans incidence sur l'application de cette composante pour la période comprise entre le 1er août 2022 et le 31 juillet 2025. Le comité rejette donc les demandes de M. T tendant à la contestation de l'application de la composante de relève résiduelle par Enedis.

Enfin, le comité constate à titre surabondant que, depuis le 1er août 2025, en application de délibération de la CRE n° 2025-78 du 13 mars 2025 (TURPE 7 HTA-BT), au titre de la composante de relève résiduelle, renommée composante additionnelle pour comptage non communicant (CACNC), une composante « socle » d'un montant de 38,90 euros est appliquée à tous les consommateurs non équipés d'un compteur évolué, sauf si l'installation du compteur évolué n'a pas pu être réalisée pour des raisons d'impossibilités techniques indépendantes du consommateur. Une majoration de 24,84 euros s'ajoute à cette composante « socle » pour les consommateurs dits « silencieux », c'est-à-dire ceux dont le dernier index réel communiqué date de plus de douze mois, soit un montant total annuel de 63,74 euros, facturé bimestriellement.

- CoRDiS, 3 décembre 2025, n° 02-38-25

5.2.11 CoRDiS, décisions du 17 décembre 2025 portant règlement d'un différend relatif au respect par le gestionnaire du réseau de distribution de ses obligations issues du CARD-I conclu avec un producteur d'énergie dans le cadre de l'exécution de travaux de renouvellement d'un poste-source

Par une décision du 21 novembre 2025, le CoRDiS s'est prononcé sur une demande de règlement de différend relatif au respect, par le gestionnaire du réseau public de distribution d'électricité, dans le cadre d'un contrat d'accès au réseau public de distribution d'électricité (CARD-I), de ses obligations envers un producteur d'énergie à la suite de l'exécution de travaux de renouvellement sur un poste-source ayant entraîné pour ce producteur des coupures et indisponibilités d'accès à ce réseau.

Le 23 juin 2008, les sociétés Enedis et Statkraft ont conclu un CARD-I pour l'injection sur le réseau par cette dernière de l'électricité produite par le parc éolien qu'elle exploite à Xambes. Le 6 octobre 2022, Enedis a engagé une concertation avec Statkraft et lui a notifié *via* la plateforme « *DISPO Réseau* » une prévision d'impacts pour une intervention programmée sur le poste-source de Mansle du 20 février 2023 au 31 mars 2023. Enedis a ensuite fait évoluer à plusieurs reprises ces prévisions d'impacts et a relancé, le 30 janvier 2023, une concertation avec Statkraft en indiquant que son intervention devrait durer 3 jours supplémentaires et s'achever le 3 avril 2023, ce qu'elle a confirmé par courrier le 17 février 2023, trois jours avant l'intervention programmée. C'est dans ces conditions que Statkfraft a saisi le comité d'une demande de règlement de différend.

En premier lieu, le comité relève que dans le cadre du déploiement continu des moyens de productions d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables, les opérations ayant pour objet l'adaptation d'un poste-source afin de permettre le déploiement de ces moyens de production émergents sur tout le territoire concédé au gestionnaire du réseau, sont des opérations dont la nature, la complexité et l'ampleur caractérisent une transformation substantielle du poste-source, à laquelle la limite cumulée annuelle de huit heures d'interruption du réseau, prévue par l'article 5.1.1.1 des conditions générales du CARD-I relatif aux « *travaux pour le développement, le renouvellement, l'exploitation, l'entretien, la sécurité et les réparations urgentes que requiert le réseau (…)* », n'est manifestement pas adaptée car l'impossibilité technique objective de réaliser une telle opération dans un temps aussi court ne peut être sérieusement contestée.

Le comité constate qu'il ressort de la description de l'opération ayant été conduite par Enedis, dont il est constant qu'elle a entraîné pour Statkraft une indisponibilité du réseau public d'électricité d'une durée cumulée de 1 016 heures, a porté principalement sur l'adaptation d'équipements PCCN, la construction de nouvelles rames, la création d'une nouvelle travée, d'une loge et d'une grille ainsi que sur la consignation de nouveaux départs HTA et la modification des systèmes de comptage, et estime que, dans ces conditions, Statkraft ne peut pas soutenir que les opérations de renouvellement du poste-source auraient été des opérations de renouvellement relevant de l'article 5.1.1.1 des conditions générales du CARD-I, quand bien même ces opérations de renouvellement n'avaient alors pas été

expressément mentionnées par le CARD-I parmi les opérations de maintenance lourde visées à l'article 5.1.1.4 des conditions générales de ce contrat. De surcroît, le comité relève qu'Enedis a elle-même fait application, dans le cadre de l'opération litigieuse, de la procédure de concertation prévue à l'article 5.1.1.4 des conditions générales du CARD-I en sa version applicable aux faits de l'espèce et que la version postérieure V8.3 du modèle de contrat CARD-I HT, élaborée par Enedis à compter du 1er septembre 2012, prévoit que ces opérations de renouvellement de poste-source relèvent désormais, en raison de leur nature particulière, des opérations de maintenance lourde.

Partant de ces constats, le comité décide que les opérations réalisées par Enedis au poste-source de Mansle du 20 février 2023 au 3 avril 2023 doivent être regardées comme étant au nombre de celles visées à l'article 5.1.1.4 des conditions générales du CARD-I.

En second lieu, le comité relève que d'une part, ce n'est que le 10 janvier 2023 qu'Enedis a adressé à Statkraft un courrier lui confirmant officiellement qu'une intervention devait avoir lieu sur le poste-source de Mansle, en indiquant une période retenue du 20 février au 31 mars 2023 et que, d'autre part, il ressort des prévisions d'impacts visibles sur la plateforme « *DISPO Réseau* » qu'à la suite de ce courrier, Enedis a modifié à plusieurs reprises les prévisions d'impacts relatives à l'opération et a, notamment, le 30 janvier 2023, étendu le terme de la période prévue d'indisponibilité jusqu'au 3 avril 2023, au lieu du 31 mars 2023, à l'issue d'une nouvelle concertation n'ayant donné lieu à aucune prise de position de la part de la société Statkraft, n'adressant un courrier à cette dernière que le 17 février 2023, soit trois jours avant l'intervention, pour lui confirmer les nouvelles dates et limitations ou coupures de puissances définitivement retenues.

Dans ces conditions, le comité décide qu'Enedis n'a pas respecté le délai de préavis de trois mois prévu par les stipulations de l'article 5.1.1.4 des conditions générales du contrat CARD-I conclu avec la société Statkraft.

- CoRDiS, 17 décembre 2025, n° 01-38-25

5.2.12 CoRDiS, décisions du 17 décembre 2025 portant règlement de trois différends relatifs à la nature de la gaine à installer dans le cadre d'un raccordement individuel au réseau public de distribution d'électricité

Par trois décisions du 17 décembre 2025, le CoRDiS s'est prononcés sur trois demandes de règlement de différend présentées à l'encontre de la société Enedis et relatives à la nature de la gaine à installer dans le cadre de raccordements individuels.

Les requérants de chaque affaire ont mandaté la société Elec'Chantier 35 afin de procéder aux démarches administratives relatives au raccordement définitif de leurs installations de consommation au réseau public de distribution d'électricité. Conformément aux trois offres de raccordement définitif, les travaux permettant le cheminement de la dérivation individuelle entre le coupe-circuit principal individuel (CCPI) et le point de livraison étaient à la charge des demandeurs. Or, contrairement à la demande effectuée par le prestataire d'Enedis en charge du raccordement, les demandeurs n'ont pas installé de gaine non-propagatrice de flamme dans le vide-sanitaire mais une simple gaine Tube de Protection des Câbles (TPS). Les raccordements n'ont donc pas été réalisés.

Le comité relève qu'il résulte des dispositions de l'article L. 322-9 du code de l'énergie, de l'article 42 de l'arrêté du 17 mai 2001 fixant les conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique et de l'article 1er de l'arrêté du 3 août 2016 portant réglementation des installations électriques des bâtiments d'habitation, qu'en vue de la prévention du risque d'incendie susceptible d'affecter ses branchements, Enedis est tenue à une obligation de sécurité de résultat. Il considère qu'à ce titre, les canalisations électriques situées dans les bâtiments autres que ceux d'accès réservé aux électriciens et placées dans des gaines qui ne sont pas enterrées, doivent être conçues afin que les incendies ne puissent se propager par ces gaines.

Le comité relève également qu'il résulte du tableau 17 de la norme NF C 14-100 que les dérivations individuelles, dès lors qu'elles ne sont pas enterrées, consistent en des « montages apparents » réalisés dans un local privatif dont la hauteur est inférieure à 2 mètres, où les arrivées en gaine technique dans le logement doivent emprunter des canalisations contenues dans des gaines en matière isolante non-propagatrice de flammes. Le comité rejette donc les demandes des requérants.

- CoRDiS, 17 décembre 2025, n° 06-38-25, 11-38-25, 13-38-25

5.2.13 CoRDiS, décision du 18 décembre 2025 portant règlement d'un différend relatif à l'application des prescriptions du règlement (UE) n° 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 et de l'arrêté du 9 juin 2020 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement aux réseaux d'électricité

Par une décision du 18 décembre 2025, le CoRDiS s'est prononcé sur une demande de règlement de différend présentée par la société Parc Eolien des Chênaies Hautes et dirigée contre la société RTE, en ce qui concerne le raccordement, au réseau public de transport, d'une installation de production d'électricité.

Le 12 décembre 2024, la société Parc Eolien des Chênaies Haute a signé la convention de raccordement, à l'exception des conditions particulières « caractéristiques et performances de l'installation ». Les parties ne sont en effet pas parvenues à s'entendre sur leur contenu : la société RTE estimait que le raccordement devait être soumis aux prescriptions techniques de l'arrêté du 9 juin 2020, en raison du changement des unités de production, ce que ce producteur contestait.

Concernant l'application du règlement (UE) n° 2016/631 du 14 avril 2016 (dit code RfG), le comité retient que les unités de production d'électricité en cause ne sont pas « existantes » au sens de l'article 4 de ce code, et ne peuvent, par suite, qu'être regardées comme « nouvelles » au sens de son article 3, de telle sorte que l'existence ou non d'une « modification substantielle » des unités de production d'électricité au sens du même article 4 est sans incidence. Il constate également que la tension au point de raccordement de ces unités de production est de 225 kV, ce qui correspond à la catégorie de type D mentionnée par l'article 5 du code RfG, de sorte que ces unités de production doivent être regardées comme « significatives ». Le comité en conclut que les unités de production d'électricité en cause sont soumises aux exigences du code RfG.

S'agissant de l'arrêté du 9 juin 2020, le comité relève que la proposition technique et financière (PTF) ayant été signée avant à sa publication au Journal officiel, les conditions d'application du chapitre Ier de son titre Ier, définies au premier alinéa de son article 4, ne sont en l'espèce pas réunies. Il écarte par ailleurs l'argument de la société RTE selon lequel la condition tenant à la signature d'une PTF postérieurement à l'entrée en vigueur de cet arrêté viderait de tout effet utile la notion de « modification substantielle » prévue par le code RfG, en constatant, d'une part, que les dispositions du chapitre 1er de cet arrêté établissent les exigences techniques nationales applicables au raccordement, que les installations de production d'électricité soient soumise ou non aux exigences de ce code RfG et, d'autre part, qu'il résulte de l'article D. 342-9 du code de l'énergie et du point 6 de la procédure de traitement des demandes de raccordement (DTR), qu'en cas de modification des informations ayant permis l'établissement de la PTF, la société RTE peut réaliser une étude à l'issue de laquelle le demandeur décide de formaliser les modifications par voie d'avenant ou de poursuivre l'instruction selon les modalités initiales. Le comité conclut donc que le chapitre Ier de l'arrêté du 9 juin 2020 n'est pas applicable et que cette circonstance est par ailleurs sans incidence sur l'applicabilité du code RfG.

Le comité relève ensuite que, conformément à l'article 34 de l'arrêté du 9 juin 2020, dès lors que les unités de production en cause sont soumises aux exigences du code RfG, les dispositions du chapitre II du titre Ier de cet arrêté s'appliquent.

Enfin, le comité décide que, en vertu des articles L. 111-91 et L. 121-4 du code de l'énergie, la société RTE est tenue à un devoir d'information à l'égard du demandeur au raccordement en ce qui concerne le cadre règlementaire en vigueur en matière d'accès au réseau. Or en l'espèce, cette société n'a pas rectifié la PTF et n'a pas informé en temps utile la société Parc Eolien des Chênaies Hautes de l'applicabilité du code RfG et du chapitre II de l'arrêté du 9 juin 2020, de sorte que cette PTF a constitué un engagement contractuel opposable devant le comité. Si celui-ci ne saurait faire obstacle à l'application de règles impératives, le comité a estimé que le producteur ne devrait toutefois pas supporter les coûts supplémentaires résultant d'exigences techniques nouvelles qui ont été portées très tardivement à sa connaissance. Le comité enjoint donc à la société RTE de communiquer, dans un délai d'un mois, à la société Parc Eolien des Chênaies Hautes un avenant à la convention de raccordement prévoyant l'application des prescriptions du code RfG et des dispositions du chapitre II du titre Ier de l'arrêté du 9 juin 2020, sans que cette dernière n'ait à supporter les coûts supplémentaires résultant de l'application des exigences techniques prescrites pas ces dispositions.

- CoRDiS, 18 décembre 2025, n° 07-38-25

5.2.14 CoRDiS, décision du 6 janvier 2026 portant règlement d'un différend relatif à l'imputation de la charge financière de la création d'une nouvelle liaison HTB dans le cadre d'une demande de raccordement pour une installation de production d'électricité au fioul

Par une décision du 5 janvier 2026, le CoRDiS s'est prononcé sur une demande de règlement de différend, présentée par la Compagnie Electrique de Bretagne (CEB) à l'encontre de la société Enedis, relative au périmètre de prise en charge financière, par le demandeur au raccordement, de la création d'une nouvelle liaison HTB, dans le cadre d'une demande de raccordement au réseau public de distribution d'une installation de production d'électricité au fioul.

Le 21 juillet 2023, la CEB a demandé à Enedis le raccordement d'une installation de production d'électricité au fioul implantée dans la commune de Labouheyre. Le 12 janvier 2024, Enedis a transmis une proposition technique et financière (PTF) à la CEB pour le raccordement de son installation de production au réseau public de distribution d'électricité et prévoyant une contribution financière totale de plus de 24 000 000 € HT, correspondant à la prise en charge de la création de la nouvelle liaison HTB d'une puissance de 63kV entre Labouheyre et Cantegrit. Enedis devait, quant à elle, prendre en charge le renforcement de la liaison située entre Parentis et Masquet pour un montant de 28 000 000 € HT. C'est dans ces conditions que la CEB, contestant le montant mis à sa charge pas Enedis, a saisi le comité d'une demande de règlement de différend.

La CEB demandait au comité d'imputer à Enedis le coût de la création de la nouvelle liaison au motif que celle-ci aurait bénéficié à d'autres utilisateurs, déjà raccordés au réseau *via* le poste-source de Labouheyre et aurait ainsi constitué un renforcement – et non une extension – du réseau public d'électricité au sens du code de l'énergie.

Cependant, le comité relève qu'il résulte des dispositions de l'article D. 342-2 du code de l'énergie que la notion d'extension des réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité recouvre, pour les ouvrages dans le domaine de tension supérieur à celui de la tension de raccordement, ceux dont la création est rendue nécessaire par la demande de raccordement et n'a d'autre utilité, à la date de cette demande, que celle de raccorder exclusivement l'installation du demandeur au raccordement.

Le comité relève également qu'il ressort de l'instruction et n'est pas utilement contesté par la CEB, qu'à la date de la demande de raccordement de cette dernière, d'une part, la création d'une nouvelle liaison n'était pas nécessaire à l'alimentation ou à l'évacuation de l'électricité produite ou consommée par les sites déjà raccordés au réseau public d'électricité en aval du poste-source de Labouheyre et, d'autre part, l'installation de la CEB était la seule pour laquelle il était demandé le raccordement au réseau public d'électricité *via* ce même poste-source, ce dont il résulte que la création de la nouvelle liaison souterraine de 63 kV entre Labouheyre et Cantegrit doit être exclusivement dédiée à la desserte de l'installation de la CEB.

Partant de ces constats, le comité décide que le coût de la création de nouvelle liaison souterraine de 63 kV entre Labouheyre et Cantegrit, tel que décrite par la PTF transmise par Enedis à la CEB le 12 janvier 2024, doit être mis à la charge de la CEB, et rejette ainsi les demandes de cette dernière.

- CoRDiS, 6 janvier 2026, n° 10-38-25

5.2.15 CoRDiS, décision du 2 mars 2026 portant règlement d'un différend portant sur le raccordement au réseau public de distribution d'électricité d'une maison d'habitation située sur une parcelle enclavée

Par une décision du 2 mars 2026, le CoRDiS s'est prononcé sur une demande de règlement de différend, présentée à l'encontre de la société Enedis et relative au raccordement au réseau public de distribution d'électricité d'une maison d'habitation en cours de construction sur une parcelle enclavée.

Le requérant est propriétaire d'une parcelle enclavée au milieu de trois parcelles. Une offre de raccordement prévoyant un branchement de type 1 lui a été transmise par Enedis le 21 novembre 2024. Celle-ci mentionnait que « le raccordement de l'installation nécessite de traverser des parcelles privées de tiers pour lesquelles des autorisations de passages sont requises ». Le 15 décembre 2024, M. S. a signé cette offre. Le 16 janvier 2025, Enedis a organisé une visite technique sur site et a expliqué à M. S. qu'une convention de servitude était nécessaire. Or les trois propriétaires des parcelles voisines s'y sont opposés. L'un des voisins, M. T., a rappelé que M. S. disposait d'une servitude de passage sur sa parcelle et a proposé une solution alternative consistant à raccorder la parcelle de M. S. avec

l'implantation d'un coupe-circuit principal individuel (CCPI) en limite de propriété de la parcelle de M. T. et du domaine public.

Dans sa décision, le CoRDiS constate qu'une procédure de DUP portant sur la parcelle de M. T. a été lancée à l'initiative de la société Enedis en octobre 2025 pour permettre le raccordement individuel de l'installation de M. S.

Le comité relève par ailleurs que, si M. S. s'interroge sur l'emplacement de son CCPI, il ne ressort pas de l'instruction que la détermination de cet emplacement fasse l'objet d'un désaccord entre celui-ci et la société Enedis. Le comité rappelle qu'en tout état de cause, aux termes du point 8.1 de la norme NF C 14-100 : « La dérivation individuelle se trouve dans un domaine privé ou dans une enceinte close. Son parcours ne doit pas empiéter sur des domaines privés (terrains et locaux) autres que celui desservi ». Il conclut qu'afin que la dérivation individuelle ne traverse pas une parcelle privée autre que celle à desservir, le CCPI doit nécessairement être installé sur la parcelle à raccorder.

Le CoRDiS sursoit à statuer sur la demande du requérant afin qu'Enedis puisse tenir informé le comité et M. S. de l'avancement de la procédure de DUP engagée.

- CoRDiS, 2 mars 2026, n° 08-38-25

5.2.16 CoRDiS, décision du 10 mars 2026 portant sur une demande de liquidation d'astreinte

Par une décision du 10 mars 2026, le CoRDiS s'est prononcé une demande de liquidation d'astreinte présentée par M. L à l'encontre du Syndicat intercommunal d'électricité du département de La Réunion (SIDÉLEC) concernant le raccordement d'une installation de consommation d'électricité au réseau public de distribution.

M. L. avait effectué une demande de raccordement auprès d'EDF le 22 octobre 2023 pour une installation de consommation située sur l'île de La Réunion. La demande de raccordement avait été déclarée recevable le 13 novembre 2023 mais le raccordement au réseau public de distribution n'avait pu être réalisé en raison de l'inexécution, par le SIDÉLEC, des travaux d'extension qui lui incombaient au titre du cahier des charges conclu avec EDF.

Le CoRDiS avait, en conséquence, par sa décision du 22 octobre 2025, enjoint au SIDÉLEC de débuter, dans un délai de 30 jours à compter de la notification de la décision, les travaux d'extension nécessaires afin que M. L. puisse accéder au réseau public de distribution d'électricité, sous une astreinte, passé ce délai, de 200 euros par jour de retard pendant une durée de six mois.

D'une part, le comité constate que, par un courriel transmis le 1er décembre 2025, le SIDÉLEC a informé M. L. que « *le contrôle sur site avec le prestataire a été réalisé le 17/11/205* », que les « *fouilles pour la mise en œuvre des supports* » débuteraient le 2 décembre 2025 et que « *La pose des poteaux ainsi que le déroulage des câbles* » interviendraient dans la semaine suivante. D'autre part, le comité relève que, si le SIDÉLEC soutient que les travaux auraient en réalité débuté le 17 novembre 2025, soit avant l'expiration du délai qui lui était imparti pour ce faire, il résulte cependant de l'instruction que les opérations mises en avant par le SIDÉLEC, notamment l'opération de piquetage, ne sauraient être regardées comme un début des travaux d'extension, au sens des dispositions de l'article 1er de la décision du CoRDiS du 22 octobre 2025.

Le comité en conclut, par suite, que le SIDÉLEC n'a pas exécuté les obligations mises à sa charge dans les délais impartis, les travaux d'extension nécessaires afin que M. L. puisse accéder au réseau public de distribution d'électricité n'ayant effectivement débuté qu'à la date du 2 décembre 2025. Le comité liquide donc l'astreinte à hauteur de 600 euros, correspondant à la somme de 200 euros par jour de retard constaté entre le 29 novembre 2025 et le 1er décembre 2025 inclus.

- CoRDiS, 10 mars 2026, n° 01-LA-25

5.2.17 CoRDiS, décision du 10 avril 2026 portant règlement d'un différend relatif à la sortie de la file d'attente de deux demandes de raccordement au réseau public de distribution d'électricité d'installations de production à partir de l'énergie solaire

Par une décision du 10 avril 2026, le CoRDiS s'est prononcé sur une demande de règlement de différend, présentée à l'encontre de la société Enedis et relative au raccordement à la sortie de la file

d'attente de deux demandes de raccordement au réseau public de distribution d'électricité d'installations de production à partir de l'énergie solaire.

Le requérant est propriétaire de deux bâtiments agricoles sur lesquels il a engagé deux projets d'installation de panneaux solaires. Le 3 juillet 2023, il a signé un mandat de représentation avec la société Clef Energies pour le raccordement de ses projets au réseau public de distribution d'électricité. Le 20 juillet 2023, cette société a déposé deux formulaires de demande de raccordement correspondant aux projets B. 1 et B. 2. Le 29 mai 2024, Clef Energies a informé Enedis de difficultés de financement de ces projets. Le 9 août 2024, la société Omni You a contacté Enedis pour lui signaler un possible futur changement de mandataire pour le traitement des deux demandes de raccordement de M. B. Le 4 décembre 2024, Clef Energies a demandé l'annulation des deux demandes de raccordement et leur sortie de la file d'attente. Le 6 décembre 2024, M. B. a demandé si un remboursement de l'acompte versé à Enedis serait possible en cas d'annulation de ses demandes de raccordement. Le 9 décembre 2024, M. B. a signé un accord de mandat et d'exclusivité avec la société Omni You et un accord de délégation exclusive avec la société OY2. Le même jour, Enedis a répondu à M. B. qu'à la demande de Clef Energies, ses deux projets avaient été sortis de la file d'attente. M. B. a alors répondu qu'il n'avait pas été informé par Clef Energies de cette demande d'annulation et qu'il avait un nouveau tiers investisseur privé. Le 12 décembre 2024, M. B. a réitéré son souhait de poursuivre ses deux demandes de raccordement, ce à quoi Enedis s'est opposée.

Dans sa décision, le CoRDiS rappelle notamment qu'il résulte des dispositions des articles 1199, 1153 et 1156 du code civil que le mandant peut être engagé sur le fondement d'un mandat apparent si la croyance du tiers à l'étendue des pouvoirs du mandataire est légitime, ce caractère supposant que les circonstances autorisaient le tiers à ce pas vérifier les limites exactes de son pouvoir.

Le CoRDiS juge que, si Enedis pouvait avoir connaissance de la clause au contrat de mandat exigeant l'accord du mandant en cas de demande d'annulation du raccordement, cette circonstance n'implique pas que la société dût vérifier que Clef Energies agissait bien dans la limite de ses pouvoirs et bénéficiait, pour ce faire, de l'accord de M. B. lorsque, le 4 décembre 2024, Clef Energies a demandé l'annulation des demandes de raccordement relatives aux deux projets de M. B. Ni les échanges entre Enedis et Omni You en août 2024, ni les courriers électroniques de M. B. adressés à Enedis les 6 et 9 décembre 2024, ni le changement effectif de mandataire notifié à Enedis le 10 décembre 2024, ne permettent de retenir qu'Enedis aurait dû, le 4 décembre 2024, vérifier la réalité du pouvoir dont Clef Energies a fait usage.

Par conséquent, le comité conclut que la croyance d'Enedis aux pouvoirs du mandataire de M. B. était légitime, de sorte que la demande d'annulation effectuée par ce mandataire auprès d'Enedis a engagé M. B. Il rejette donc ses demandes, tout en précisant qu'il appartient à M. B., s'il s'y croit fondé, de saisir la juridiction compétente pour statuer sur la responsabilité de son mandataire initial.

- CoRDiS, 10 avril 2026, n° 09-38-25

5.2.18 CoRDiS, décision du 24 avril 2026 portant règlement d'un différend relatif au raccordement au réseau public de distribution d'électricité de deux installations de consommation

Par une décision du 24 avril 2026, le CoRDiS s'est prononcé sur une demande de règlement de différend relatif au raccordement au réseau public de distribution d'électricité de deux appartements.

M. M. a déposé une demande de raccordement individuel pour deux appartements qui a été regroupée le 10 mars 2023 comme demande de raccordement collectif avec celle du syndic de copropriété de l'immeuble, afin d'ajouter trois nouveaux compteurs, dont celui de M. M. Le 29 mars 2024, la société Enedis a envoyé au syndic de copropriété un devis pour la création d'un branchement collectif. En absence de réponse du syndic de copropriété dans ce délai, la société Enedis a annulé le dossier de raccordement. Le 21 mars 2025, M. M. a déposé une demande de raccordement qui a été annulée. Le 15 mai 2025, il a déposé une nouvelle demande de raccordement collectif. Le 11 juin 2025, M. M. a contacté les services d'Enedis afin d'obtenir un devis de raccordement et une date prévisionnelle de réalisation des travaux. Le 2 juillet 2025, le Médiateur national de l'énergie a rendu une recommandation par laquelle il l'invite à réitérer sa demande de raccordement auprès de la société Enedis, qui s'était engagée à traiter dans les meilleurs délais cette nouvelle demande de raccordement.

D'une part, le CoRDiS considère qu'il n'y a pas lieu de statuer sur la demande d'injonction de M. M. En effet, il indique qu'il résulte de la réponse du 23 mars 2026 de la société Enedis à la mesure d'instruction adressée aux parties le 16 mars 2026, que M. M. a signé le 29 juillet 2025 une proposition de

raccordement électrique transmise le même jour par la société Enedis. Le nouveau raccordement a été mis en service et facturé le 12 novembre 2025. En conséquence, si le comité considère regrettables les délais de raccordement qui ont été imposés à M. M. par la société Enedis, il constate que le différend opposant M. M. à la société Enedis est devenu sans objet.

D'autre part, le CoRDiS se déclare incompétent pour connaître des demandes indemnitaires de M. M., car il résulte des articles L. 134-19 à L. 134-24 du code de l'énergie, énonçant ses compétences quand il statue en matière de règlement de différend, qu'il ne lui appartient pas de condamner l'une des parties à la réparation d'un préjudice subi par la partie demanderesse, à qui il revient, si elle s'y estime fondée, de saisir la juridiction compétente de ses demandes indemnitaires.

- CoRDiS, 24 avril 2026, n° 17-38-25

5.2.19 CoRDiS, décision du 24 avril 2026 portant règlement d'un différend relatif au raccordement d'une installation de consommation au réseau public de distribution d'électricité sur l'île de La Réunion.

Par une décision du 24 avril 2026, le CoRDiS s'est prononcé sur une demande de règlement d'un différend relatif au raccordement d'une installation de consommation au réseau public de distribution d'électricité sur l'île de La Réunion.

Mme N. a effectué une demande de raccordement auprès d'EDF le 27 mars 2024 pour une installation de consommation située sur l'île de La Réunion. Le 21 mai 2024, EDF a informé Mme N. que des travaux d'extension devaient être réalisés par le SIDÉLEC pour le raccordement de son installation. Le 6 janvier 2025, en réponse à une réclamation adressée par Mme N., EDF a répondu ne pas être en mesure de procéder au raccordement en raison des travaux d'extension et de renforcement à réaliser. Le 28 avril 2025, le SIDÉLEC a informé Mme N. que les plans de réalisation des travaux étaient en attente de livraison mais que les délais de mise en travaux du chantier ne pouvaient être communiqués avant l'ouverture du marché de travaux. Le 1er août 2025, le Médiateur national de l'énergie (MNE) a recommandé à Mme N. de saisir le CoRDiS.

Le comité constate que, dans le cadre d'une demande de raccordement formée auprès d'EDF, le SIDÉLEC est en charge des travaux d'extension du réseau électrique dans le cadre du raccordement d'une installation de consommation au réseau public de distribution, lorsque cette dernière se trouve en zone rurale. Il constate également que le cahier des charges de concession prévoit qu'en vue de transférer chaque ouvrage pour exploitation au concessionnaire et afin que ce dernier puisse prononcer la mise en exploitation de l'ouvrage, l'autorité concédante doit l'informer de la possibilité de mise en exploitation de l'ouvrage.

Partant de ces constats, le comité relève que c'est régulièrement qu'EDF a laissé au SIDÉLEC la charge d'effectuer les travaux d'extension nécessaires au raccordement de l'installation de consommation de Mme N., dont il n'est pas contesté qu'elle se situe en zone rurale au sens et pour l'application du cahier des charges précité. Le comité relève également qu'à la suite de la remise d'ouvrage des travaux d'extension au SIDÉLEC, un avis de mise en exploitation a été délivré le 3 avril 2026 par la société EDF et qu'il ressort des échanges qui se sont tenus lors de la séance publique du 15 avril 2026 qu'EDF a indiqué que la pose du compteur électrique serait réalisée dès la délivrance de l'attestation de conformité dite « Consuel », estimée entre le 20 et le 26 avril 2026. Il n'est donc pas établi qu'EDF aurait manqué à ses obligations.

Le comité rappelle enfin qu'il résulte des articles L. 134-19 à L. 134-24 du code de l'énergie, qui énoncent les compétences du CoRDiS quand il statue en matière de règlement de différends, qu'il ne lui appartient pas de condamner l'une des parties à la réparation d'un préjudice subi par la partie demanderesse, à qui il revient, si elle s'y estime fondée, de saisir la juridiction compétente de ses demandes indemnitaires.

Dans ces conditions, le comité décide qu'il n'y a pas lieu de statuer sur les demandes d'injonction de Mme N. et se déclare incompétent pour statuer sur les demandes indemnitaires de Mme N.

- CoRDiS, 24 avril 2026, n° 20-38-25

5.2.20 CoRDiS, décision du 24 avril 2026 portant règlement d'un différend relatif à une demande d'augmentation de puissance d'une installation de consommation raccordée au réseau public de distribution d'électricité

Par une décision du 24 avril 2026, le CoRDiS s'est prononcé sur une demande de règlement de différend relative à la demande d'augmentation de puissance de l'installation de consommation de M. S, à la suite du refus, par ce dernier, du devis transmis par le gestionnaire de réseau et qui mettait à sa charge la mise aux normes de son branchement.

Le 30 septembre 2025, les consorts S. et A. ont effectué une demande auprès de Réséda pour une augmentation de puissance de 6kVA à 9 kVA de leur installation de consommation. En réponse à cette demande, Réséda leur a transmis un devis mettant à leur charge la somme de 5 661,48 € TTC, indiquant une prise en charge du prix total par Réséda à hauteur de 40 %. À la suite de la contestation du devis par M.S, Réséda a indiqué à ce dernier que son installation était conforme aux normes en vigueur au moment de sa mise en service mais que la modification qu'il sollicitait impliquait une évolution de la nature de l'installation, obligeant à la réalisation de travaux pour la mettre en conformité avec la norme NF C 14-100. En conséquence, Réséda avait indiqué à M. S. qu'il ne pouvait être donné une suite favorable à sa demande concernant la prise en charge financière des opérations à réaliser.

Persistant à contester la nécessité de la mise aux normes de son installation et sa prise en charge de l'opération, M. S. a saisi le comité d'une demande de règlement de différend.

Il est ressorti des échanges intervenus entre les parties au cours de la séance publique du comité que M. S. souhaite désormais que soit effectuée une augmentation de la puissance du branchement de son installation de consommation de 6 à 12 kVA. Á cette fin, M. S. s'est engagé à remettre à Réséda une nouvelle demande, accompagnée d'un justificatif attestant que cette demande a pour objectif l'installation d'une pompe à chaleur, condition lui permettant de bénéficier d'une prise en charge, par le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité, des coûts de raccordement à hauteur de 80 %, conformément aux dispositions des articles D. 341-3-1 et D. 341-3-2 du code de l'énergie. Au cours des mêmes échanges, les représentants de Réséda se sont, quant à eux, engagés à transmettre en réponse, dans les meilleurs délais compte tenu de l'ancienneté de la demande initiale de M. S., un nouveau devis détaillé, accompagné d'une note explicative quant à la nécessité des opérations à effectuer, et qui respecte le cadre légal et réglementaire en vigueur, y compris s'agissant du taux de réfaction applicable pour les travaux rendus nécessaires par l'installation d'une pompe à chaleur.

Dans ces conditions, le comité décide que le différend doit être regardé comme ayant perdu son objet en cours d'instance et qu'il n'y a, dès lors, pas lieu de statuer sur les demandes de M. S. Le comité précise que rien ne s'oppose à ce que M. S., s'il s'y croit fondé, saisisse à nouveau le comité, dans l'hypothèse où un nouveau différend naîtrait à la suite de l'émission, par Réséda, du nouveau devis que cette dernière s'est engagée à lui transmettre.

- CoRDiS, 24 avril 2026, n° 33-38-25

Table des illustrations

Figure 1 Alimentation sur l'ensemble du réseau 14
Figure 2 Fréquence moyenne de coupure 15
Figure 3 Durée moyenne de coupure 15
Figure 4 Indicateurs de raccordement 22
Figure 5 Les délibérations de la CRE relatives aux barèmes de raccordement 29
Figure 6 Approbation par la CRE des dernières règles de dimensionnement et de déclenchement des travaux de l'infrastructure collective 30
Figure 7 Type de calcul envisagé et état d'avancement dans les régions dont fait partie la France 40
Figure 8 Statut de décision et date de mise en œuvre attendue des méthodologies RDCT 45
Figure 9 Méthodologies CACM approuvées ou restant à approuver 52
Figure 10 Méthodologies EB approuvées ou restant à approuver 55
Figure 11 Méthodologies SOGL approuvées ou restant à approuver 56
Figure 12 Structure du marché français en 2025 57
Figure 13 Maximum des échanges nets entre la France et ses pays voisins en 2025 (en MW) 59
Figure 14 Corrélations des prix entre la France et les pays voisins (spot J+1) 61
Figure 15 Écart de prix moyen entre la France et les pays voisins (spot J+1) 62
Figure 16 Ecart de prix moyen entre la France et l'Allemagne (future annuel Y+1) 63
Figure 17 Echanges avec l'Allemagne et la Belgique en 2025 64
Figure 18 Echanges avec la Grande-Bretagne en 2025 64
Figure 19 Echanges avec l'Espagne en 2025 65
Figure 20 Echanges avec l'Italie en 2025 65
Figure 21 Echanges avec la Suisse en 2025 66
Figure 22 Répartition des consommateurs finals par type de site (au 31 décembre 2025) 71
Figure 23 Répartition de la consommation annuelle des consommateurs finals (au 31 décembre 2025) 71
Figure 24 Typologie des sites au 31 décembre 2025 72
Figure 25 Parts de marché des trois fournisseurs historiques les plus significatifs sur chaque segment et sur l'ensemble du marché (en nombre de sites au 31 décembre 2025) 72
Figure 26 Parts de marché des trois fournisseurs alternatifs les plus significatifs sur chaque segment et sur l'ensemble du marché (en nombre de sites au 31 décembre 2025) 73
Figure 27 Parts de marché des trois fournisseurs historiques les plus significatifs pour chaque segment et sur l'ensemble du marché en volume (au 31 décembre 2025) 73
Figure 28 Parts de marché des trois fournisseurs alternatifs les plus significatifs sur chaque segment et sur l'ensemble du marché en volume (au 31 décembre 2025) 73
Figure 29 Indice HHI pour les différents segments de clientèle (2025) 74
Figure 30 Les fournisseurs nationaux d'électricité fin 2025 75
Figure 31 Evolution des parts de marché par fournisseur historique entre 2024 et 2025 sur les volumes livrés 76
Figure 32 Taux de switch trimestriel 77

Figure 33 Evolution des tarifs réglementés de vente (évolution en moyenne, hors taxes) 79

Figure 34 Evolution du Tarif Réglementé de Vente de vente de l'électricité hors taxes Composantes de la facture de clients type aux tarifs réglementés de vente d'électricité tels que proposés au 14 janvier 2026 80

Figure 35 Facture aux tarifs réglementés de vente d'électricité tels que proposés par la CRE dans sa délibération du 14 janvier 2026 (€/MWh) 80

Figure 36 Distribution des contrats d'électricité des consommateurs résidentiels 81

Figure 37 Développement des offres à signaux tarifaires et services complémentaires 83

Figure 38: Evolution des offres HPHC proposées sur le site comparateur « énergie-info » 85

Figure 39 Evolution des offres pour un client résidentiel HP/HC 9 kVA et comparaison avec le TRVE 85

Figure 40 Le parc électrique installé en France au 31 décembre 2025 87

Figure 41 Importations et exportations de gaz en France en 2025 (flux commerciaux) 112

Figure 42 Prix day-ahead du gaz en France entre 2022 et 2025 (moyennes mensuelles) 113

Figure 43 Spreads moyens annuels entre la France et les Pays-Bas, l'Allemagne, l'Espagne et l'Italie pour le produit day-ahead (€/MWh) 113

Figure 44 Prix day-ahead du gaz en France et aux Pays-Bas 114

Figure 45 Prix à terme du gaz en France (produits M+1, Q+1 et Y+1) 115

Figure 46 Volumes négociés par produit au PEG 116

Figure 47 Volumes négociés par intermédiaire et nombre de transactions au PEG (segment spot) 117

Figure 48 Volumes négociés par intermédiaire et nombre de transactions au PEG (segment à terme) 117

Figure 49 Indice HHI des marchés intermédiés français (segment spot) 118

Figure 50 Indice HHI des marchés intermédiés français (segment à terme) 119

Figure 51 Typologie des sites en gaz naturel, au 31 décembre 2025 120

Figure 52 Répartition en nombre de sites des consommateurs finals par type de site, au 31 décembre 2025 120

Figure 53 Répartition en volume des consommateurs finals par type de site, au 31 décembre 2025 121

Figure 54 Parts de marché, en nombre de sites, des trois fournisseurs historiques les plus significatifs sur chaque segment, au 31 décembre 2025 121

Figure 55 Parts de marché, en nombre de sites, des trois fournisseurs alternatifs les plus significatifs sur chaque segment, au 31 décembre 2025 121

Figure 56 Parts de marché, en volume, des trois fournisseurs historiques les plus significatifs sur chaque segment, au 31 décembre 2024 121

Figure 57 Parts de marché, en volume, des trois fournisseurs alternatifs les plus significatifs sur chaque segment, au 31 décembre 2025 122

Figure 58 Indice de Herfindahl-Hirschman (HHI) en nombre de sites et en volume pour les différents segments du marché de détail 122

Figure 59 Les fournisseurs nationaux du gaz naturel 123

Figure 60 Evolution des parts de marché par fournisseur historique entre 2024 et 2025 sur les volumes livrés 124

Figure 61 Taux de switch trimestriel de 2014 à 2025 124

Figure 62 Décomposition du prix repère de vente de gaz naturel au 31 décembre 2025 125

Figure 63 Evolution des prix du gaz, hors taxes et CTA, en euros constants 2025 par mégawattheure 126

Figure 64 Distributions des contrats de gaz naturel des consommateurs résidentiels 127

Figure 65 Evolution des offres de fourniture de gaz naturel pour les consommateurs résidentiels type chauffage sur le site comparateur « énergie-info » 128

Figure 66 Evolution des offres de fourniture de gaz naturel pour les consommateurs résidentiels type chauffage en comparaison avec le TRVG/PRVG 129

Figure 67 Sites de stockage souterrain de gaz naturel en France 130

Figure 68 Liste des infrastructures présentes 131

Figure 69 Synthèse des principes proposés dans le cadre de la régulation prudentielle de la CRE 140