

# **RAPPORT ANNUEL A LA COMMISSION EUROPEENNE**

**31 JUILLET 2023**

Principaux développements des marchés  
français de l'électricité et du gaz naturel en  
2022 et au premier semestre 2023

## **AVERTISSEMENT**

En vertu de l'article 59 de la Directive (UE) 2019/944 du 5 juin 2019 concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et modifiant la directive 2012/27/UE et de l'article 41(1)(e) de la Directive 2009/73/CE Parlement européen et du Conseil du 13 juillet 2009 concernant des règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel, la CRE est tenue de présenter un rapport annuel sur ses activités et l'exécution de ses missions, notamment à la Commission et à l'ACER.

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

# SOMMAIRE

<b>AVERTISSEMENT .....</b>	<b>2</b>
<b>PRINCIPAUX DEVELOPPEMENTS DES MARCHES FRANÇAIS DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ NATUREL EN 2022 ET AU PREMIER SEMESTRE 2023 .....</b>	<b>6</b>
<b>1. PRESENTATION DE LA COMMISSION DE REGULATION DE L'ENERGIE .....</b>	<b>6</b>
1.1 MESSAGE DU COLLEGE .....	6
1.2 LES MISSIONS DE LA CRE .....	7
<b>2. LE MARCHÉ DE L'ELECTRICITE .....</b>	<b>8</b>
2.1 L'ACCES AUX RESEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE .....	8
2.1.1 L'indépendance des gestionnaires de réseaux .....	9
2.1.1.1 Le suivi des obligations liées à la certification du gestionnaire du réseau de transport .....	9
2.1.1.2 Le suivi du respect du code de bonne conduite des gestionnaires de réseau de distribution .....	10
2.1.2 Les aspects techniques .....	11
2.1.2.1 La qualité de l'électricité .....	11
2.1.2.2 Le système de comptage évolué d'Enedis .....	15
2.1.2.3 Le raccordement et l'accès aux réseaux publics d'électricité .....	16
2.1.2.4 Le cadre applicable aux énergies renouvelables .....	20
2.1.3 Les tarifs d'accès aux réseaux .....	22
2.1.3.1 Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport d'électricité .....	22
2.1.3.2 Les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution d'électricité .....	24
2.1.4 Les aspects transfrontaliers .....	26
2.1.4.1 Bilan de l'utilisation et de la gestion des interconnexions aux frontières françaises en 2022 .....	26
2.1.4.2 Les règles d'allocation et de calcul de capacité .....	26
2.1.4.3 Le développement des interconnexions françaises .....	31
2.1.5 La surveillance et le contrôle du respect des obligations des acteurs .....	34
2.1.5.1 La mise en œuvre des codes de réseau .....	34
2.2 LA CONCURRENCE ET LE FONCTIONNEMENT DU MARCHÉ DE L'ELECTRICITE .....	39
2.2.1 Le marché de gros .....	39
2.2.1.1 Production - consommation .....	39
2.2.1.2 Les prix de marché <i>day-ahead</i> .....	40
2.2.1.3 Les marchés organisés .....	40
2.2.1.4 Le marché gré-à-gré .....	40
2.2.1.5 Le négoce transfrontalier .....	41
2.2.1.6 L'accès régulé à l'électricité nucléaire historique .....	48
2.2.1.7 La surveillance du marché de gros .....	49
2.2.2 Le marché de détail .....	51
2.2.2.1 Etat des lieux .....	51
2.2.2.2 Les prix et les offres .....	56
2.3 LA SECURITE D'APPROVISIONNEMENT .....	66
2.3.1 Le suivi de l'équilibre offre / demande d'électricité .....	66
2.3.1.1 Évolutions relatives à la demande d'électricité .....	66
2.3.1.2 Évolutions relatives à l'offre d'électricité .....	66
2.3.2 La surveillance des investissements dans les capacités de production en relation avec la sécurité d'approvisionnement .....	67
2.3.2.1 L'équilibrage électrique en temps réel .....	68

2.3.2.2 Le mécanisme de capacité .....	70
<b>3. LE MARCHÉ DU GAZ.....</b>	<b>70</b>
3.1 L'ACCES AUX INFRASTRUCTURES DE GAZ NATUREL .....	71
3.1.1 L'indépendance des gestionnaires de réseaux .....	71
3.1.1.1 Le suivi des obligations liées à la certification des gestionnaires de réseau de transport .....	71
3.1.1.2 L'indépendance des gestionnaires de réseaux de distribution et des entreprises locales de distribution (ELD).....	73
3.1.2 Les aspects techniques.....	74
3.1.2.1 Le système de comptage évolué des GRD de gaz .....	74
3.1.2.2 La qualité de service .....	75
3.1.3 Les conditions d'accès aux réseaux, aux terminaux méthaniers et aux installations de stockage de gaz naturel .....	76
3.1.3.1 Les tarifs de raccordement au réseau .....	76
3.1.3.2 Les tarifs d'accès aux réseaux de transport.....	76
3.1.3.3 Les tarifs d'accès au réseau de distribution.....	80
3.1.3.4 Les tarifs d'accès aux terminaux méthaniers.....	80
3.1.3.5 L'accès des tiers aux installations de stockage .....	81
3.1.4 Les aspects transfrontaliers.....	83
3.1.4.1 Les règles d'allocation de la capacité de transport .....	83
3.1.5 La surveillance et le contrôle du respect des obligations des acteurs.....	85
3.1.5.1 La mise en œuvre des codes de réseau – l'évolution des règles d'équilibrage.....	85
3.1.5.2 La mise en œuvre du code de réseau sur l'harmonisation des structures tarifaires des réseaux de transport de gaz.....	85
3.2 LA CONCURRENCE ET LE FONCTIONNEMENT DU MARCHÉ DU GAZ .....	86
3.2.1 Le marché de gros .....	86
3.2.1.1 Etat des lieux .....	86
3.2.1.2 Evolution des prix <i>day-ahead</i> sur le marché de gros du gaz .....	87
3.2.1.3 Les marchés intermédiés .....	89
3.2.1.4 Les livraisons aux points d'échange de gaz .....	90
3.2.1.5 Niveau de concentration du marché français .....	90
3.2.2 Le marché de détail de gaz naturel .....	92
3.2.2.1 Etat des lieux .....	92
3.2.2.2 Les prix et les offres .....	96
3.3 LA SECURITE D'APPROVISIONNEMENT .....	101
3.3.1 Le suivi de l'équilibre offre / demande de gaz naturel.....	101
3.3.1.1 Hiver 2021-2022 .....	101
3.3.1.2 Hiver 2022-2023 .....	101
3.3.2 Le niveau de la demande prévue, des réserves disponibles et des capacités supplémentaires envisagées.....	102
3.3.2.1 La demande de gaz naturel en France .....	102
3.3.2.2 Les capacités de stockage.....	102
3.3.2.3 Les terminaux méthaniers .....	104
3.3.3 Les mesures de réponse aux pics de demandes et aux déficits d'approvisionnement.....	104
3.3.3.1 Les obligations des opérateurs de transport et de distribution de gaz.....	104
3.3.3.2 Les mesures d'urgence.....	104
<b>4. LA PROTECTION DES CONSOMMATEURS.....</b>	<b>106</b>
4.1 ACCES DES CONSOMMATEURS AUX DONNEES DE CONSOMMATION .....	106
4.2 QUESTIONS ET RECLAMATIONS .....	106

4.3 LA PROTECTION DES CLIENTS VULNERABLES .....	106
4.3.1 Electricité.....	106
4.3.2 Gaz.....	107
4.3.3 Les mesures d'urgence relatives à la pandémie de COVID-19 et au contexte des prix de l'énergie élevés, à destination des consommateurs .....	108
4.3.3.1 Boucliers tarifaires et amortisseurs .....	108
4.3.3.2 Dispositifs de fourniture de secours et de derniers recours .....	111
<b>5. DECISIONS MARQUANTES EN MATIERE DE SANCTIONS ET DE REGLEMENTS DE DIFFERENDS .....</b>	<b>112</b>
5.1 DECISIONS MARQUANTES EN MATIERE DE SANCTIONS .....	112
5.1.1 CoRDIS, décision de sanction du 25 avril 2022, les sociétés EDF et EDFT sont condamnées à hauteur, respectivement, de 500 000 euros et 50 000 euros pour des manquements au règlement « REMIT » .....	112
5.1.2 CoRDIS, décision de sanction du 19 mai 2022, la société Engie est condamnée à hauteur de 80 000 euros pour des manquements au règlement « REMIT » .....	113
5.2 DECISIONS MARQUANTES EN MATIERE DE REGLEMENTS DE DIFFERENDS.....	113
5.2.1 Décisions relatives aux terrains enclavés .....	113
5.2.2 CoRDIS, décision de mesures conservatoires du 16 juin 2022 relative à la conclusion de contrats GRD-F, GRD-RE et GRD AO.....	114
5.2.3 CoRDIS, décision du 13 décembre 2022 relative aux conditions financières tenant à la modification du raccordement d'une installation de consommation au réseau de distribution d'électricité.....	115
5.2.4 CoRDIS, décision du 11 avril 2023 relative aux conditions de raccordement d'une installation de consommation au réseau de distribution d'électricité .....	115
5.2.5 CoRDIS, décision du 13 juin 2023 relative au raccordement de plusieurs installations de consommation au réseau de distribution d'électricité.....	116
5.2.6 Cour d'appel de Paris, Arrêts du 15 septembre 2022, confirmation d'une décision du CoRDIS relative aux modalités de raccordement d'une résidence-services au réseau public de distribution d'électricité .....	116
5.2.7 Cour d'appel de Paris, Arrêt du 15 décembre 2022, Rémunération des prestations de gestion de clientèle dans le cadre du « contrat unique » : Application immédiate d'une délibération de la CRE aux contrats en cours .....	117
5.2.8 Cour de cassation, décision du 6 avril 2022, rejet du pourvoi de la CRE en matière de S3REnR .....	117

# PRINCIPAUX DEVELOPPEMENTS DES MARCHES FRANÇAIS DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ NATUREL EN 2022 ET AU PREMIER SEMESTRE 2023

## 1. PRESENTATION DE LA COMMISSION DE REGULATION DE L'ENERGIE

### 1.1 Message du collègue

L'année 2022 a été pour l'Europe et en particulier pour son secteur énergétique une année de crise et de paradoxes profonds. Alors que la crise sanitaire mondiale et les confinements avaient provoqué une formidable baisse des prix des énergies, le rebond non moins brutal de l'activité suivi de l'invasion russe en Ukraine ont poussé les prix des énergies vers des sommets jamais vus. En France, la crise a été amplifiée par une production électrique en baisse due à une météo défavorable pour le parc hydroélectrique, et surtout à un productible nucléaire très faible en raison de défauts observés sur certaines soudures des réacteurs.

La conjonction de ces difficultés a considérablement éprouvé notre système énergétique, malgré des niveaux de stockage de gaz élevés, entraînant de ce fait une situation inédite et paradoxale où, pour la première fois depuis 42 ans, la France est devenue exportatrice de gaz vers l'Allemagne et importatrice nette d'électricité durant l'année 2022. L'intervention des Etats a été massive pour protéger sur le court terme les consommateurs, particuliers et professionnels, d'une volatilité et de niveaux de prix difficilement supportables pour beaucoup. Dans le même temps, s'est ouverte une réflexion à plus long terme sur le design actuel du marché de l'électricité européen, qui a été le plus sévèrement touché, subissant de plein fouet la crise du gaz utilisé comme énergie primaire, mais aussi par la crise de production de l'hydraulique et du nucléaire, en France.

Changer les règles du jeu pour rendre notre système plus résilient aux chocs, telle était la demande émanant de tous les secteurs tout comme de la Commission européenne. La confusion dans les débats fut à la hauteur du choc subi ; beaucoup a été dit, suggéré, évoqué. La remise en cause des décisions ou orientations passées s'est déroulée dans un climat passionnel qui n'aide pas à bâtir un cadre durable de marché pour notre système énergétique.

En ces temps de fortes turbulences, le collège de la CRE s'est attaché dans ses décisions au respect de ses trois principes fondateurs :

1. **Indépendance** : dans le contexte d'une intervention publique accrue qui place la CRE au centre des mécanismes de soutien ou de compensation des fournisseurs pour les dispositifs de gels et d'amortisseurs des prix, il est essentiel de préserver ce principe. Si 2022 a été marquée par une forte demande d'expertise de la CRE pour concevoir les dispositifs, 2023 le sera par un besoin d'application et de détermination des montants et des masses financières à mobiliser.

2. **Transparence** : forte de sa notoriété, la CRE a réuni en 2022 de nombreuses personnalités du monde académique national et international au cours d'un colloque sur la structure et les réformes possibles du market design de l'énergie. Après avoir rendu publics les actes du colloque et forte de son expertise, la CRE a pu énoncer sa position et participer activement à la consultation de la Commission européenne sur la réforme du design de marché.

3. **Impartialité** : c'est sans doute la plus difficile, mais également la plus nécessaire des exigences, surtout dans un contexte de débats exacerbés et parfois passionnels entre acteurs du marché. En 2022, en dépit d'un florilège de critiques, la CRE a écouté, pris en compte les arguments de toutes les parties, et a su peser rationnellement les positions de chacun pour arbitrer des positions d'intérêt général afin que ses décisions restent à l'abri de tout partisanisme.

À la suite des réponses conjoncturelles, vient le temps des réformes structurelles. Ainsi pour les années qui viennent, la question du temps long et sa matérialisation dans des outils de marché vont devenir sans doute l'enjeu principal des réformes à venir. Si les fonctions d'équilibrage et d'optimisation à court terme sont aujourd'hui assurées par un marché électrique et gazier ouvert et fluide, la très forte hausse des prix sur le marché de détail en cas de crise est devenue pour les consommateurs finals un défaut à traiter. En outre, il faut remédier à l'absence de visibilité sur les prix de gros à moyen et long terme qui pénalise les investisseurs dans des unités de production décarbonées dont les coûts sont souvent par nature fixes. Trois éléments sont en jeu et font souvent l'objet d'une compréhension inégale dans le débat :

- la question de la coexistence et la fongibilité sur le marché de gros de contrats et d'outils long terme ;
- la capacité de faire exister pour les consommateurs finals des produits long terme les protégeant – au moins en partie – de la volatilité et leur assurant un accès aux coûts moyens des mix énergétiques européens les plus décarbonés ;
- la façon dont tout le dispositif « reboucle » entre ces deux marchés, avec le plus d'efficacité, de simplicité et de fluidité possible.

Enfin, la CRE restera attentive à ce que des enjeux parfois un peu occultés par les débats actuels qui sont parfois très versatiles, ne soient pas oubliés : tout d'abord la question des réseaux, de leur mutation comme de l'articulation entre les dynamiques du réseau électrique, du réseau gazier, voire des autres réseaux ; celle de la surveillance des marchés qui est une tâche de longue haleine, mais pour laquelle la crise de 2022 nous apporte un lot d'enseignements à analyser et des pistes de réflexion, comme l'obligation de couverture des fournisseurs.

Tous ces travaux doivent s'inscrire au service de l'intérêt général et de l'impératif de transition écologique. Ce qui nous oblige à penser la transformation de nos systèmes énergétiques non seulement sous l'angle premier de la décarbonation, mais aussi de leur impact plus large sur l'environnement ; pour créer l'infrastructure énergétique de réseau, de production ou de flexibilité durable et indépendante des énergies fossiles, que l'enjeu climatique exige.

## 1.2 Les missions de la CRE

La CRE est une autorité administrative indépendante. Créée en 2000, sa mission principale est de concourir « au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel au bénéfice des consommateurs finals et en cohérence avec les objectifs de la politique énergétique ». Pour l'accomplir, la CRE s'appuie sur deux organes indépendants : le collège de la Commission et le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS). Pour rendre ses décisions, le collège se repose sur l'expertise des directions de la CRE, placées sous l'autorité du président.

La CRE est présidée depuis le 16 août 2022 par Madame Emmanuelle Wargon, nommée par décret du Président de la République. Attachée à ses trois valeurs cardinales d'indépendance, de transparence et d'impartialité, la CRE continuera, comme en 2022, d'agir pour l'intérêt général en faveur du bon fonctionnement de notre système énergétique, du renforcement de la protection des consommateurs et de l'accélération de la transition écologique. Elle a, pour ce faire, adopté début 2023 une feuille de route stratégique, « Porter son expertise économique et de la régulation au niveau national, européen et international » pour 2023 et 2024, qui détaille ses objectifs, donne de la visibilité aux parties prenantes du secteur et fixe un cap à son action. La feuille de route définit les trois grands axes autour desquels la CRE réalisera ses actions lors des deux prochaines années : faire de la régulation des réseaux et de la transformation du système énergétique un levier pour accélérer la transition écologique (1) ; assurer en continu le bon fonctionnement des marchés de gros et de détail et contribuer à leurs réformes structurelles (2) ; porter nos valeurs et notre expertise au service d'un modèle de régulation national, européen et international (3).

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

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

Depuis la loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat (loi « Énergie et Climat »), le collège de la CRE est composé de cinq membres (la présidente de la CRE et quatre commissaires). Les commissaires Monsieur Jean-Laurent Lastelle et Madame Catherine Edwige ont respectivement quitté la CRE en septembre 2022 et en mars 2023. Sur proposition de la Présidente de l'Assemblée nationale, la nomination de Monsieur Anthony Cellier est venue compléter le collège de la CRE à partir du 24 octobre 2022. Enfin, sur proposition du ministre délégué chargé des outre-mer, le Président de la République a nommé, par décret en date du 26 juillet 2023, Madame Lova Rinel Rajaoarinelina.

Une dernière nomination, par décret et sur proposition du ministre des Outre-Mer, est toujours attendue.

En outre, depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2017, la CRE est rattachée budgétairement au ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer, plus particulièrement au sein du programme 217 « conduite et pilotage des politiques de l'écologie, du développement et de la mobilité durables » piloté par le ministère. Le pilotage de ce programme tient compte de la spécificité de la CRE et de 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.

Les missions de la CRE se déclinent en deux volets principaux. D'une part, une mission de régulation des réseaux d'électricité et de gaz naturel consistant à garantir aux utilisateurs (entreprises, collectivités territoriales, consommateurs, fournisseurs) un accès non discriminatoire aux infrastructures de transport et de distribution qui sont des monopoles naturels, tout en assurant la sécurité d'approvisionnement. D'autre part, une mission de régulation des marchés permettant le développement d'une concurrence libre et loyale au bénéfice du consommateur final. La CRE est tenue de consulter le Conseil supérieur de l'énergie préalablement à ses décisions pour les sujets

pouvant « avoir une incidence importante sur les objectifs de politique énergétique » dont la liste figure à l'article R. 134-1 du code de l'énergie. En 2022, pour effectuer ses missions, le collège de la CRE a rendu 362 délibérations.

Depuis 2018, la CRE régule l'accès au stockage de gaz en application de la loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement.

La loi « Energie et Climat » a confié de nouvelles missions à la CRE. Elle est ainsi en charge du suivi de la mise en œuvre de la fin des tarifs réglementés de vente d'électricité pour certains clients professionnels et des tarifs réglementés de vente de gaz naturel, de la mise en œuvre du dispositif de dérogation au cadre réglementaire pour les sujets qui relèvent de sa compétence et participe à la mise en œuvre du fournisseur de dernier recours en gaz naturel et de secours en électricité et en gaz naturel.

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

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

Face à la crise des prix de l'énergie, la CRE a assuré de nouvelles missions pour contribuer au bon fonctionnement du système énergétique. Ainsi, la CRE a publié en fin d'année 2022 un prix de référence afin que les petites et moyennes entreprises (PME) et collectivités puissent comparer les différentes offres proposées avec prix « boussole » lorsqu'elles devaient renouveler ou choisir un nouveau contrat de fourniture d'électricité. Elle a également renforcé sa surveillance des marchés de gros et de détail et le cadre réglementaire et législatif a été modifié afin de renforcer ses capacités d'intervention afin de s'assurer que les volumes d'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH) ne fassent pas l'objet de détournements par les fournisseurs au détriment des consommateurs.

Au-delà des prix de l'énergie, les actions de la CRE se sont développées pour participer au renforcement de la sécurité d'approvisionnement en électricité et en gaz lors de l'hiver 2022-2023, mais également en anticipation des prochaines années. En tant que régulateur, la CRE a adapté les règles pour faciliter les importations de gaz naturel liquéfié via les quatre terminaux méthaniers français, encourager le remplissage des stockages de gaz et déterminer les conditions de fonctionnement du prochain terminal méthanier flottant qui se situera au Havre et dont les travaux ont commencé. Elle a aussi participé à la modification des cahiers des charges des mécanismes de soutien public aux énergies renouvelables afin de débloquer des projets qui étaient à l'arrêt en raison d'une conjoncture économique défavorable.

Dans ce contexte de crise, la structure organisationnelle interne de la CRE s'est aussi adaptée pour répondre à ces nouveaux sujets tels que la mise en place des boucliers tarifaires avec une cellule dédiée.

Au 31 décembre 2022, la CRE comptait 165 agents (hors commissaires) dont 75 femmes et 90 hommes (elle comptait 156 agents au 31 décembre 2021 dont 68 femmes et 88 hommes).

## 2. LE MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ

L'adoption du paquet "Une énergie propre pour tous les européens" en 2019 donne une nouvelle impulsion à la transition énergétique et à la lutte contre le changement climatique. Ce paquet vise également à restructurer le marché de l'électricité de manière plus adaptée, en fournissant de meilleurs signaux d'investissement et en apportant plus de flexibilité aux marchés, notamment grâce à l'utilisation accrue des interconnexions et à la fluidité des échanges d'électricité intra-européens. L'adoption du paquet a également pour effet de placer le consommateur au cœur des marchés de l'énergie, en lui offrant la possibilité de jouer un rôle plus actif dans la production, de mieux maîtriser sa consommation et ses dépenses énergétiques et d'être mieux informé des évolutions du marché. Dans ce contexte, il est important de souligner les résultats significatifs obtenus sous la supervision de la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) en ce qui concerne la conformité aux réglementations européennes concernant l'accès des tiers aux réseaux (2.1), la structuration d'un marché de gros efficace (2.2.1), la promotion de la concurrence sur le marché de détail (2.2.2) et le maintien de la sécurité d'approvisionnement (2.3).

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

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



Par ailleurs, la France compte 143 gestionnaires de réseau de distribution (GRD) d'électricité, qui diffèrent grandement en termes de taille. Enedis est le principal GRD et gère 95 % du réseau de distribution d'électricité sur le territoire métropolitain continental. Il gère environ 1,4 million de km de lignes et fournit des services à 37 millions de clients. Il existe également cinq autres GRD qui desservent plus de 100 000 clients, à savoir Gérédis, SRD, Strasbourg Electricité Réseaux, URM et GreenAlp. Enfin, 137 GRD desservent moins de 100 000 clients.

### 2.1.1 L'indépendance des gestionnaires de réseaux

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

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

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

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

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

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

L'indépendance du GRT par rapport à l'EVI se manifeste par une structure interne spécifique et des règles de gouvernance, ainsi qu'une autonomie suffisante en termes de fonctionnement et de ressources. À ce titre, la CRE est amenée à approuver la liste des emplois de dirigeants ainsi que la liste des emplois de la majorité des dirigeants proposées par RTE comme elle l'a fait dans sa délibération du 31 mars 2022<sup>6</sup> et se prononcer sur la nomination de certains membres de la minorité du conseil de surveillance du GRT comme elle l'a fait par sa délibération du 5 avril 2023<sup>7</sup>.

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

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

Au cours de l'année 2022, vingt-trois contrats conclus entre RTE et l'EVI ou entre RTE et les filiales de l'EVI ont été examinés par la CRE. L'ensemble de ces contrats a fait l'objet d'une décision favorable de la CRE.

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

En vertu des articles L.111-34 à L.111-38 du code de l'énergie, RTE a désigné un responsable chargé de veiller à la conformité des pratiques de l'opérateur avec les obligations d'indépendance envers les autres sociétés de l'EVI, sous réserve des compétences propres à la CRE. Le mandat du précédent responsable de la conformité s'est terminé le 30 septembre 2021, et RTE a soumis à la CRE sa proposition de nomination ainsi que le contrat de travail du nouveau responsable de la conformité. Par une décision du 24 juin 2021<sup>8</sup>, la CRE a approuvé la proposition de nomination et le contrat de travail du responsable de la conformité proposés par RTE. 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

<sup>1</sup> Délibérations de la CRE du 26 janvier 2012 portant décision de certification de la société RTE

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

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

<sup>4</sup> Délibération de la 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

<sup>5</sup> Délibération de la CRE du 27 avril 2023 portant maintien de la certification de la société RTE

<sup>6</sup> Délibération de la CRE du 31 mars 2022 portant décision relative à la proposition de nouvelle liste d'emplois des dirigeants de RTE

<sup>7</sup> Délibération de la CRE du 5 avril 2023 portant décision relative à la proposition de nomination de deux membres de la minorité du conseil de surveillance de RTE

<sup>8</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 24 juin 2021 portant approbation de la proposition de nomination du responsable de la conformité de la société RTE (non publique)

décennal de développement du réseau de transport d'électricité, et d'informer immédiatement la CRE de tout projet de décision reportant ou supprimant la réalisation d'un investissement prévu dans ce schéma décennal, ainsi que de toute question concernant l'indépendance du GRT.

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

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

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

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

La CRE réalisera pour la période 2023-2024 une nouvelle analyse approfondie du respect de ces dispositions réglementaires.

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

Comme rappelé en 2.1, le réseau de distribution d'électricité en France métropolitaine est géré à 95% par Enedis. Les quelques 5% restants sont raccordés à l'une des 120 Entreprises Locales de Distribution (ELD). Parmi elles, 5 desservent plus de 100 000 clients (Strasbourg Electricité Réseaux, réséda, SRD, Gérédis et GreenAlp) et sont juridiquement séparées.

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

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

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

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

- En matière de ressources humaines, plusieurs gestionnaires de réseaux de distribution continuent de distribuer des actions de la maison-mère à leurs dirigeants, de leur donner accès aux fonds dotés exclusivement d'actions du groupe, ou encore de distribuer à leurs salariés une participation calculée au périmètre de l'entreprise verticalement intégrée (EVI), compromettant ainsi l'indépendance des dirigeants et des salariés des gestionnaires de réseaux de distribution ;
- Concernant l'activité, en fort développement, du raccordement d'installations de recharges de véhicules électriques (IRVE) dans l'habitat collectif, des écarts en termes de non-discrimination de la part d'Enedis ont été rapportés à la CRE par des développeurs de projets. La CRE a ainsi rappelé l'obligation de neutralité absolue qui s'impose aux agents d'Enedis dans le cadre du raccordement au réseau public de distribution et demandé la mise en œuvre de mesures organisationnelles visant à prévenir tout risque de discrimination ;

- En matière de relations contractuelles entre les gestionnaires de réseaux et leurs maisons-mères, la CRE a constaté une forte hétérogénéité entre opérateurs. Les ELD en particulier, dont la filialisation est plus récente que celle d'Enedis, s'appuient encore toutes, pour tout ou partie de leurs fonctions support, sur celles de leur maison-mère. La CRE a ainsi demandé aux ELD de lui présenter une stratégie concernant les fonctions transverses, en étudiant les alternatives possibles au recours à la maison-mère, parmi lesquelles l'internalisation et l'externalisation desdites fonctions ;
- Pour la mise en œuvre de la séparation de moyens entre leurs activités régulées et concurrentielles, la CRE a salué la démarche des opérateurs de transport et de distribution qui ont filialisé leurs activités concurrentielles et a appelé à la généralisation de cette pratique, qui assure l'absence de subvention croisée et la séparation effective des moyens ;
- Concernant la communication des opérateurs sur les activités régulées et concurrentielles, la CRE a rappelé l'importance d'une communication n'entretenant aucune confusion entre, d'une part, les missions de monopole des gestionnaires de réseaux et, d'autre part, les activités concurrentielles que ces derniers peuvent poursuivre.

## 2.1.2 Les aspects techniques

### 2.1.2.1 La qualité de l'électricité

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

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

#### • **Réseaux publics de distribution d'électricité**

Dans le cadre du TURPE 6 HTA-BT<sup>9</sup> la qualité d'alimentation fait l'objet d'une régulation incitative basée sur 4 indicateurs incités financièrement :

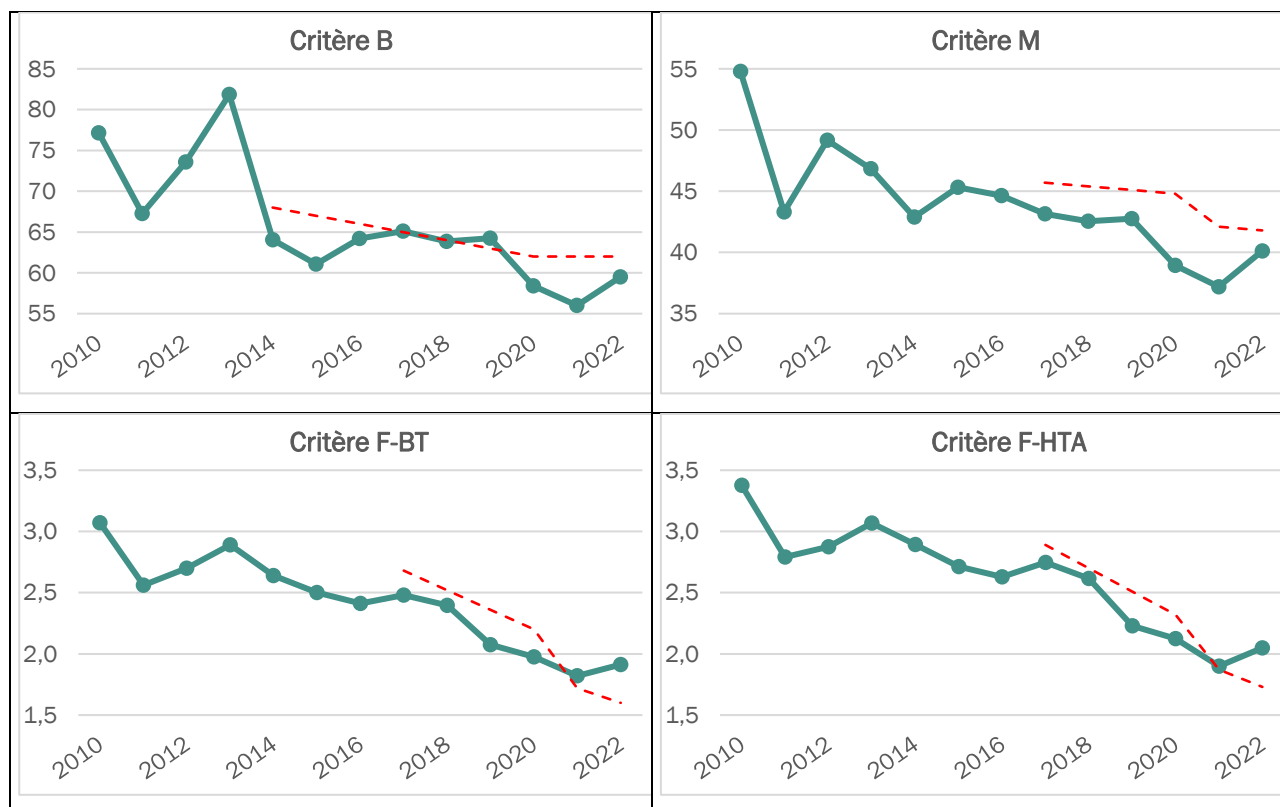
- durée moyenne de coupure en BT (dit « critère B ») ;
- durée moyenne de coupure en HTA (dit « critère M ») ;
- fréquence moyenne de coupure en BT (dit « critère F-BT ») ;
- fréquence moyenne de coupure en HTA (dit « critère F-HTA »).

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

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

<sup>9</sup> Délibération de la CRE n°2021-13 du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT)

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



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

Sur le réseau public de transport, l'enjeu est particulièrement fort pour les consommateurs industriels, pour qui une alimentation de qualité insuffisante peut avoir des conséquences sur leur production ou leur outil industriel. La qualité d'électricité sur le réseau public de transport est suivie par RTE à travers deux indicateurs : la durée moyenne de coupure (TCE), et la fréquence moyenne de coupure (critère-F), hors 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<sup>10</sup>, les niveaux cibles ont été fixés à 2,8 min pour le TCE et 0,46 pour la fréquence de coupure, la force de l'incitation est valorisée à 75% de l'Energie Non Distribuée et un plafond de la prime/pénalité de 45 M€ est appliqué, afin de couvrir l'opérateur de risques extrêmes.

Dans le cadre des travaux préparatoires à l'élaboration du TURPE 6 HTB<sup>11</sup>, la CRE avait consulté les acteurs du marché de l'électricité au mois d'octobre 2019<sup>12</sup> sur des sujets de qualité de service et de qualité d'alimentation notamment. Le constat fait par la CRE était que le niveau de qualité d'alimentation atteint actuellement sur la durée moyenne de coupure et la fréquence moyenne de coupure était jugé satisfaisant et ne devait pas nécessairement être amélioré par RTE pour la prochaine période tarifaire.

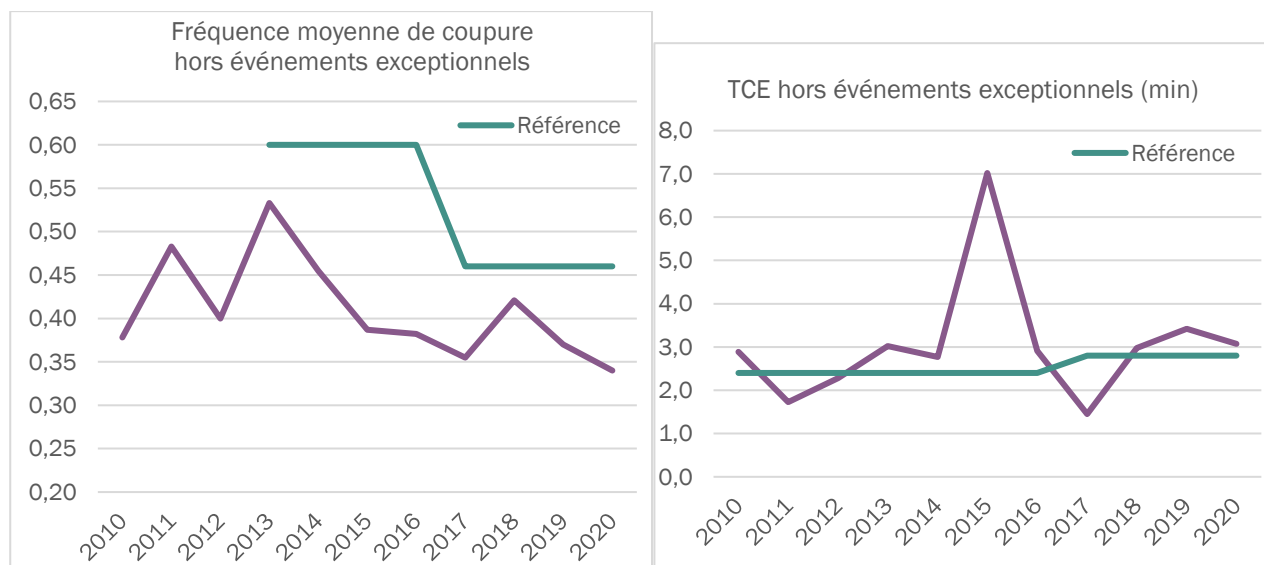
Ainsi, afin d'inciter RTE à maintenir le niveau de qualité actuel tout en maîtrisant ses investissements dans le réseau, la CRE a mis en place une régulation incitative asymétrique pour le TURPE 6 HTB : RTE ne percevra pas de prime s'il bat les niveaux cibles sur l'un ou l'autre des deux indicateurs.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

<sup>10</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (TURPE 6 HTB)

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

<sup>12</sup> Consultation publique n°2019-019 du 17 octobre 2019 relative à la qualité de service et aux actions des gestionnaires de réseaux en faveur de l'innovation des acteurs pour le secteur de l'électricité

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



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

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

Dans le cadre du TURPE 6 HTA-BT, la CRE a reconduit le mécanisme d'indemnisation des clients en cas de coupures longues. Ainsi, Enedis verse aux consommateurs une indemnisation par période de 5 heures d'interruption due à une défaillance des réseaux publics de distribution, y compris lors d'événements exceptionnels et de défaillance due au réseau public de transport. La pénalité versée aux consommateurs est forfaitaire, déclinée par niveau de tension et par tranche de 5 heures de coupure (dans le domaine de tension BT : 2 € HT par kVA pour une puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA, 3,5 € HT par kVA pour une puissance souscrite supérieure à 36 kVA et dans le domaine de tension HTA : 3,5 € HT par kVA de puissance souscrite). Afin de prendre en compte les situations extrêmes, en cas de coupure de plus de 20 % de l'ensemble des consommateurs finals alimentés directement ou indirectement par le réseau public de transport, la pénalité susmentionnée ne sera pas versée aux consommateurs concernés. En 2022, les pénalités versées par Enedis aux clients résidentiels ont représenté un montant total de 53 M€.

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

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

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

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

Pour la période TURPE 6, ce dispositif prévoit une couverture par le TURPE HTB du remboursement de ces indemnités sur la base d'une trajectoire de 1,8 M€/an et une inclusion au compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) de la part des remboursements excédant 9 M€/an.

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

- *Pour les gestionnaires de réseaux de distribution*

Dans le cadre des travaux préparatoires au TURPE 6, la CRE a publié le 17 octobre 2019 une consultation publique portant sur la régulation incitative de la qualité de service dans le secteur de l'électricité. Les réponses à cette

consultation publique ont permis de dégager trois axes d'amélioration de la qualité de service d'Enedis : (i) le traitement des raccordements, en particulier en introduisant un indicateur basé sur le délai moyen de réalisation des raccordements, (ii) la gestion de la relation client et (iii) la mise à disposition de données par l'opérateur. La délibération TURPE 6 actualise le cadre de régulation mis en place en TURPE 5 et introduit de nouveaux indicateurs permettant de traiter les axes dégagés à la suite de la consultation publique.

Concernant la continuité d'alimentation, la CRE a reconduit avec le TURPE 6, pour Enedis, des incitations financières sur la durée moyenne de coupure aux niveaux de tension BT et HTA, ainsi que sur les fréquences moyennes de coupure en HTA et en BT. Les objectifs fixés à Enedis sur ces indicateurs ont été modifiés pour tenir compte de la performance d'Enedis durant la période TURPE 5. De plus, afin de limiter le risque financier pour Enedis lié à la mise en place des quatre incitations susmentionnées, un plafond/plancher global des incitations financières (bonus/malus) supportées par l'opérateur a été fixé à  $\pm 83$  M€ pour neutraliser l'impact des performances extrêmes qui se produisent moins de 1 % du temps. La CRE incite aussi les ELD desservant plus de 100 000 utilisateurs et EDF SEI à mettre en place les indicateurs suivis par Enedis. Jusqu'au 31 décembre 2019, la définition d'un événement exceptionnel utilisée pour EDF SEI était la même que celle utilisée par Enedis. À partir de 2020 celle-ci est modifiée pour être en adéquation avec les spécificités de son territoire de desserte<sup>13</sup>.

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

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

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

La performance d'Enedis sur l'année 2022 est contrastée et entraîne un malus global de - 8,3 M€ sur la globalité des régulations incitatives relatives à la qualité de service, celles-ci se décomposent entre les indicateurs relatifs à la qualité de service, les indicateurs spécifiques au projet de comptage évolué Linky et les indicateurs relatifs à la mise à disposition des données.

Les indicateurs relatifs à la qualité de service portent sur les différentes missions d'Enedis, avec principalement des indicateurs sur la gestion des raccordements, le traitement des réclamations et la gestion de la relation fournisseurs. Sur ces indicateurs Enedis supporte un malus de - 10,2 M€ qui est principalement dû à une mauvaise performance sur l'indicateur mesurant le délai moyen de réalisation des raccordements par Enedis. Cet indicateur mesure les délais de réalisation des raccordements sur plusieurs catégories de raccordements, les délais réalisés d'Enedis sont plus longs que les objectifs sur l'ensemble de ces catégories. Sur cet indicateur Enedis supporte un malus de -17,2 M€. Ce malus est toutefois compensé par de bonnes performances sur les indicateurs relatifs à la relation fournisseurs, au délai de traitement des réclamations ainsi qu'aux indicateurs relatifs à la fiabilité du bilan électrique.

La régulation incitative spécifique au projet Linky, comme la régulation sur la mise à disposition des données, sont majoritairement asymétriques et entraînent majoritairement des malus pour Enedis. Sur la régulation spécifique au projet Linky, la performance d'Enedis est en amélioration par rapport à 2021 mais n'atteint pas les objectifs fixés. En particulier Enedis est en-dessous, mais proche, de l'objectif sur le "taux de publication par Ginko des index réels mensuels". Enedis est en au-dessus de l'objectif fixé pour l'indicateur « taux de compteurs Linky sans index télé-relevé au cours des deux derniers mois ».

Pour la régulation incitative de la mise à disposition des données, Enedis dépasse les objectifs fixés pour l'ensemble des indicateurs et bénéficie à ce titre d'un bonus de 3 M€. La performance d'Enedis est stable ou en amélioration sur l'ensemble des indicateurs.

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

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

- Raccordements :
  - suivi du respect des délais inscrits dans la PTF ;
  - suivi du respect des délais inscrits dans la convention de raccordement ;

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

- suivi des écarts entre les coûts inscrits dans la convention de raccordement et les coûts réels ;
- suivi des écarts entre les coûts inscrits dans la PTF +/- 15 % et les coûts réels ;
- suivi des délais moyens de raccordement par segment (éolien en mer, EnR terrestres, distributeurs et consommateurs) ;
- Comptage :
  - suivi du respect des délais d'intervention de dépannage sur compteurs ;
- Réclamations :
  - suivi du taux de réponse sous 10 jours ;
  - suivi du taux de traitement des réclamations sous 30 jours ;
  - suivi de la durée moyenne globale de traitement des réclamations ;
- Qualité de l'onde de tension :
  - suivi de la durée moyenne de dépassement de la tension maximale, par niveau de tension ;
  - suivi de la fréquence moyenne des tensions se situant dans la plage exceptionnelle haute de tension, par niveau de tension ;
- Continuité d'alimentation :
  - suivi du respect des engagements contractuels du CART relatifs à la qualité d'électricité ;
  - suivi du respect des dates et de la durée des travaux planifiés par RTE sur le réseau public de transport pour les clients industriels ;
  - suivi de l'Energie Non Evacuée par les producteurs due aux activités de RTE sur le réseau public de transport.

Face à la forte hausse des demandes de raccordement constatée ces dernières années, en lien avec l'intégration des énergies renouvelables et les projets de décarbonation de l'industrie, la CRE, dans sa délibération du 5 janvier 2023<sup>14</sup>, a complété ce dispositif en renforçant, pour les années 2023 et 2024, l'incitation à la performance de RTE sur les raccordements.

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

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

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

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

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

Le projet Linky consiste à remplacer d'ici à 2024 le parc de compteurs du marché de masse (BT ≤36 kVA) par des compteurs évolués. Débuté fin 2015, le déploiement massif par Enedis s'est achevé fin 2021, avec la pose de 34,3 millions de compteurs Linky, soit plus de 90 % du territoire de desserte d'Enedis. En novembre 2021, la CRE a présenté le bilan de ce déploiement. Respect du calendrier malgré la crise sanitaire, performance du système de comptage évolué, coût final du projet (4 Md€), inférieur de près de 700 M€ au budget initial : les promesses en termes de déploiement ont été tenues.

A ce jour, près de 36 millions de compteurs ont été posés sur la zone de desserte d'Enedis (soit 94 % du total).

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

<sup>14</sup> Délibération de la CRE du 5 janvier 2023 portant décision modifiant les délibérations de la CRE n° 2021-12 du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (TURPE 6 HTB) et n° 2021-13 du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT)

### 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.342-3 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 deux 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 euros en cas du dépassement du délai de deux mois, et le cas échéant, à 50 euros par mois complet supplémentaire.

L'article L.342-3 du code de l'énergie prévoit également un délai de raccordement maximal de 18 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 dix-huit mois de délai de raccordement (les cas pour lesquels le délai de dix-huit mois peut être suspendu et/ou prorogé) a été publié le 1<sup>er</sup> avril 2016 sans que la CRE n'ait été saisie pour avis. La loi n° 2023-175 du 10 mars 2023 a réduit le délai de raccordement maximal des installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable à 12 mois.

Le décret n° 2016-1316 du 5 octobre 2016 fixant le barème des indemnités dues en cas de dépassement du délai de raccordement d'une installation de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable d'une puissance installée supérieure à 3 kVA, pour lequel la CRE a rendu un avis favorable sous réserve de la prise en compte de certaines modifications le 14 septembre 2016<sup>15</sup>, fixe les indemnités dues par le gestionnaire de réseau dans le cas où le délai de raccordement de dix-huit mois est dépassé. Les indemnités se présentent sous la forme d'un pourcentage du coût de raccordement par semaine de retard. Elles sont différenciées selon le domaine de tension du raccordement (domaines HTB3/HTB2, HTB1, HTA et BT). Les installations de production raccordées sur des domaines de tensions plus basses bénéficient d'un taux d'indemnité plus important que pour les raccordements effectués en tensions plus élevées.

La loi du 24 février 2017 a modifié les dispositions législatives concernant les coûts que couvrent le TURPE et a introduit une spécificité pour le raccordement des installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable en mer. En effet, l'article L. 341-2 du code de l'énergie prévoit désormais que ces coûts comprennent notamment : « 4° Les indemnités versées aux producteurs d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable en mer en cas de dépassement du délai de raccordement prévu par la convention de raccordement ou, à défaut, par l'article L. 342-3, lorsque la cause du retard n'est pas imputable au gestionnaire du réseau concerné mais résulte de la réalisation d'un risque que celui-ci assume aux termes de la convention de raccordement. Lorsque la cause du retard est imputable au gestionnaire de réseau, ce dernier est redevable d'une part de ces indemnités, dans la limite d'un pourcentage et d'un plafond sur l'ensemble des installations par année civile, fixés par arrêté du ministre chargé de l'énergie, après avis de la Commission de régulation de l'énergie. Les indemnités mentionnées au présent 4° ne peuvent excéder un montant par installation fixé par décret en Conseil d'Etat. ».

Le décret du Conseil d'Etat mentionné est celui du 26 avril 2017 fixant le barème d'indemnisation en cas de dépassement du délai de raccordement au réseau de transport d'une installation de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable en mer. La CRE a rendu un avis sur ce décret le 9 mars 2017<sup>16</sup>. L'arrêté fixant le barème et le plafond du montant des indemnités visées au 4° de l'article L. 341-2 du code de l'énergie, restant à la charge du gestionnaire de réseau a été adopté le 10 novembre 2017 (et publié au JORF le 22 novembre 2017). La CRE a rendu un avis sur cet arrêté le 5 octobre 2017<sup>17</sup>. Par ailleurs, l'article 15 de la loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement a apporté des évolutions aux articles L. 341-2 et L. 342-3 et créé un nouvel article L. 342-7-1 au code de l'énergie. L'article L. 342-7-1 du code de l'énergie prévoit à ce titre 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 par le gestionnaire de réseau au producteur. Les modalités d'application du présent article, y compris les cas de dispense d'indemnisation, sont fixées par décret pris après avis de la Commission de régulation de l'énergie. »

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

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

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

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



installations de production en mer. Il a été mis à jour par le décret n° 2022-315 du 3 mars 2022 sur lequel la CRE a rendu un avis le 9 décembre 2021<sup>18</sup>.

L'article L. 341-2 du code de l'énergie prévoit quant à lui que le TURPE couvre les indemnités versées aux producteurs d'électricité en application de l'article L. 342-7-1 et que « *lorsque la cause du retard ou de la limitation de la production du fait d'une avarie ou d'un dysfonctionnement des ouvrages de raccordement des installations de production en mer est imputable au gestionnaire de réseau, ce dernier est redevable d'une partie de ces indemnités, dans la limite d'un pourcentage et d'un montant en valeur absolue calculés sur l'ensemble des installations par année civile, fixés par arrêté du ministre chargé de l'énergie pris après avis de la Commission de régulation de l'énergie* ».

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

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

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

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

- amélioration sur les délais de raccordement des clients en soutirage en BT < 36 kVA sans extension du réseau, passés de 85 jours en 2021 à 74 jours en 2022. Cependant Enedis reste encore au-dessus de l'objectif fixé de 68 jours pour 2022 ;
- stagnation du délai de raccordement des clients BT ≤ 36 kVA avec extension du réseau entre 2021 et 2022, à 164,9 jours. Le TURPE 6 fixant une trajectoire d'amélioration progressive, Enedis s'est éloigné en 2022 de l'objectif fixé, qu'il dépasse désormais de 23,9 jours ;
- stagnation du délai de raccordement BT > 36 kVA avec et sans extension et des raccordements collectifs à 144,8 et 226,3 jours respectivement. Le TURPE 6 fixant une trajectoire d'amélioration progressive, Enedis s'est éloigné en 2022 de l'objectif fixé, qu'il dépasse désormais de 6,8 et 27,3 jours respectivement ;
- augmentation du délai de raccordement des clients en soutirage sur le réseau HTA de 217 jours en 2021 à 230 jours en 2022, pour un objectif fixé par le TURPE 6 à 175 jours ;
- augmentation du délai de raccordement des sites en injection (producteurs), passant pour les sites en BT > 36 kVA et HTA, de 233 jours en 2021 à 254 jours en 2022, pour un objectif fixé par le TURPE 6 de 180 jours en 2022.

Enfin, le législateur a prévu le versement d'indemnités pour retard dans les délais de raccordement dans le cadre de la solution préfinancée par le gestionnaire de réseau pour le raccordement des IRVE dans les copropriétés : au-delà du délai le plus court entre le délai précisé par la convention de raccordement et 6 mois, le GRD est tenu de verser au propriétaire ou au syndicat des copropriétaires une indemnité de 0,55 % du coût total HT de l'infrastructure collective par semaine calendaire de dépassement du délai. Par sa délibération du 21 juin 2023<sup>21</sup>, la CRE a

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

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

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

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

étendu ce dispositif aux installations raccordées en dehors de la solution préfinancée, afin que les GRD supportent une incitation cohérente, quelle que soit la solution de raccordement retenue par la copropriété.

### 2.1.2.3.2 Les tarifs de raccordement aux réseaux publics d'électricité

#### • Les principes généraux

Les articles L. 341-2 et L. 342-6 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<sup>22</sup>.

L'arrêté du 30 novembre 2017 a été modifié par l'arrêté du 22 mars 2022 sur lequel la CRE a rendu un avis le 16 décembre 2021<sup>23</sup>.

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

- d'un taux de réfaction pouvant aller jusqu'à 60% pour les producteurs renouvelables d'une puissance inférieure à 500 kW; et
- d'un taux de réfaction pouvant aller jusqu'à 80% des coûts de remplacement ou d'adaptation d'ouvrages existants ou de création de canalisations en parallèle à des canalisations existantes afin d'en éviter le remplacement, rendus nécessaires par les évolutions des besoins de consommateurs raccordés en basse tension pour des puissances inférieures ou égales à 36 kilovoltampères liées à des opérations concourant à l'atteinte des objectifs fixés à l'article L. 100-4 définies par décret. Le décret du 9 mai 2022 a porté le niveau de prise en charge à 80% pour les pompes à chaleur et les infrastructures de recharge de véhicule électrique d'une puissance inférieure à 10 kW. La CRE a rendu un avis<sup>24</sup> défavorable sur le taux de réfaction pour les IRVE et un avis favorable pour celui des PAC.

La loi du 24 décembre 2019 d'orientation des mobilités (dite « LOM »)<sup>25</sup> modifiée prévoit que : « Par dérogation à l'avant-dernier alinéa du 3° de l'article L. 341-2 du code de l'énergie, pour les demandes de raccordement adressées au maître d'ouvrage concerné entre la publication de la présente loi et le 30 juin 2022, le maximum de la prise en charge est fixé à 75 % pour le raccordement aux réseaux publics de distribution d'électricité des infrastructures de recharge de véhicules électriques et hybrides rechargeables ouvertes au public ». Il prévoit également que les IRVE installées sur les aires de service des routes express et des autoroutes bénéficient également de ce taux de réfaction lorsque leur demande de raccordement est adressée au maître d'ouvrage avant le 31 décembre 2025. L'arrêté du 6 février 2023<sup>26</sup>, précise les modalités d'application de la réfaction de 75% pour les IRVE ouvertes au public. La CRE a émis un avis favorable sur cet arrêté car elle considère qu'un tel taux se justifie dans la phase de démarrage de la filière de la mobilité électrique. En revanche, la CRE a recommandé que ce taux de réfaction exceptionnel ne soit pas reconduit au-delà du 31 décembre 2025.

#### • Le raccordement aux réseaux de distribution

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

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

<sup>22</sup> Délibération de la CRE du 13 avril 2017 portant avis sur le projet d'arrêté relatif à la prise en charge des coûts de raccordements au réseau public d'électricité, en application de l'article L. 341-2 du code de l'énergie

<sup>23</sup> Délibération de la CRE du 16 décembre 2021 portant avis sur le projet d'arrêté modifiant l'arrêté du 30 novembre 2017 relatif à la prise en charge des coûts de raccordements aux réseaux publics d'électricité, en application de l'article L. 341-2 du code de l'énergie

<sup>24</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 21 avril 2022 portant avis sur le projet de décret relatif au niveau de la prise en charge par le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité pour les travaux rendus nécessaires par les évolutions des besoins de consommateurs raccordés en basse tension pour des puissances inférieures ou égales à 36 kilovoltampères

<sup>25</sup> LOI n° 2019-1428 du 24 décembre 2019 d'orientation des mobilités (1)

<sup>26</sup> L'arrêté du 6 février 2023 relatif au niveau de la prise en charge par le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) des coûts des travaux de raccordement des infrastructures de recharge de véhicules (IRVE) électriques et hybrides rechargeables ouvertes au public

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

Après avoir recueilli les différentes contributions, la CRE a proposé aux ministres de nouvelles versions de projets d'arrêtés le 16 décembre 2021<sup>27</sup>. Aucune suite n'a été donnée à ce jour.

Après avoir fait évoluer son barème pour définir les prix à partir des coûts constatés des opérations réalisées sur les affaires passées (et non plus d'hypothèse à dire d'expert), Enedis a saisi la CRE d'un nouveau projet de barème de raccordement V7 répondant à plusieurs demandes de la CRE. Ce barème introduit de nouvelles formules de coûts simplifiées notamment pour le raccordement d'IRVE en copropriété et une mise à jour des prix pour tenir compte de l'évolution des coûts des chantiers de raccordement. Ce projet de barème a été approuvé par la CRE le 20 avril 2023<sup>28</sup> et est rentrera en vigueur le 20 juillet 2023.

**Figure 1 Les délibérations de la CRE relatives aux barèmes 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 20 avril 2023	Enedis	20 juillet 2023
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

- **Dispositif de préfinancement des colonnes horizontales**

Les articles L. 353-12 et L. 342-3-1 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<sup>29</sup>.

Après avoir engagé des discussions approfondies avec divers GRD, opérateurs de recharge et associations professionnelles, la CRE a entrepris une consultation publique étendue sur la méthode de calcul des montants maximum et minimum de la contribution des utilisateurs souhaitant se connecter à l'infrastructure de recharge

<sup>27</sup> Délibération de la CRE du 16 décembre 2021 portant proposition d'arrêté sur les principes généraux de calcul de la contribution aux coûts de raccordement aux réseaux publics de distribution d'électricité due par le demandeur de raccordement

<sup>28</sup> Délibération de la CRE du 20 avril 2023 portant approbation du barème d'ENEDIS pour la facturation des opérations de raccordement des utilisateurs aux réseaux publics de distribution d'électricité

<sup>29</sup> Délibération de la CRE du 19 mai 2022 portant avis sur le projet de décret relatif à la mise en place d'un dispositif de préfinancement par le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité des infrastructures collectives de recharge dans les immeubles collectifs à usage principal d'habitation

collective. À la suite de cette consultation publique, la CRE a proposé<sup>30</sup> ces niveaux minimum et maximum à la ministre chargée de l'énergie.

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

En application de l'article L. 342-7 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 peuvent prendre la forme 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. 342-7 du code de l'énergie, sur les principes généraux de calcul de la contribution des travaux de raccordement au réseau public de transport d'électricité mais le ministre n'a pas donné suite à ce projet. A la suite de la consultation publique sur les conditions financières et techniques de raccordement lancé par la CRE en avril 2017, la CRE a proposé un nouveau projet d'arrêté en février 2018, comme mentionné précédemment, aucune suite n'a été donnée à ce jour.

#### 2.1.2.4 Le cadre applicable aux énergies renouvelables

##### 2.1.2.4.1 Le raccordement des énergies renouvelables

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

L'article L. 321-7 du code de l'énergie prévoit leur élaboration par le gestionnaire du réseau public de transport, en accord avec les gestionnaires de réseaux publics de distribution. Depuis l'ordonnance n° 2019-501 du 22 mai 2019 le schéma est notifié à l'autorité administrative compétente de l'Etat (le préfet de région) qui approuve aujourd'hui la partie financière, soit le montant de la quote-part 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. 342-12 du code de l'énergie.

Depuis la publication de l'ordonnance susmentionnée, les objectifs de capacité globale pour le schéma de raccordement sont fixés par l'autorité administrative compétente de l'Etat en tenant compte de la programmation pluriannuelle de l'énergie, du schéma régional du climat, de l'air et de l'énergie ou du schéma régional en tenant lieu et de la dynamique de développement des énergies renouvelables dans la région.

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

- toutes les installations de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables entrent dans le cadre des S3REnR hormis celles passant par une procédure de mise en concurrence prévue par l'article L. 311-10 ;
- les producteurs raccordés dans ce cadre sont redevables du coût des ouvrages propres à leur raccordement ainsi que d'une quote-part proportionnelle à la puissance de leurs installations (hormis les installations de moins de 250 kVA 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 réglementaire du code de l'énergie relative aux S3REnR, annulé le 22 décembre 2017 par le Conseil d'État, prévoyait :

- des adaptations et des révisions des S3REnR selon certaines conditions ;
- une suspension des délais de traitement des demandes de raccordement lors de l'adaptation d'un S3REnR ;

<sup>30</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 12 avril 2023 portant proposition sur l'encadrement de la contribution prévue par le décret n° 2022-1249 du 21 septembre 2022 relatif au déploiement d'infrastructures collectives de recharge relevant du réseau public de distribution dans les immeubles collectifs à usage principal d'habitation

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

- 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 réintégréées dans le décret n° 2018-544 du 28 juin 2018 portant modification de la partie réglementaire du code de l'énergie relative aux schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables et aux raccordements multi-producteurs, sur lequel la CRE avait rendu un avis le 21 mars 2018<sup>32</sup>.

L'article 54 de la loi n° 2019-1147 du 8 novembre 2019 relative à l'énergie et au climat a modifié les articles L. 342-1 et L. 342-12 du code de l'énergie pour intégrer l'ensemble des installations de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables dans le cadre des S3REnR.

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

Le décret n° 2020-382 du 31 mars 2020 sur lequel la CRE a rendu un avis le 31 janvier 2019<sup>33</sup>, a modifié la partie réglementaire du code de l'énergie relative aux S3REnR. Ce décret prévoit que :

- les installations de production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables de puissance inférieure à 250 kVA entrent dans le cadre des S3REnR, mais sont exonérées du paiement de la quote-part au titre des ouvrages mutualisés à créer ;
- les études relatives aux créations d'ouvrages dans les S3REnR peuvent désormais être menées en anticipation, avant l'adoption du nouveau schéma ;
- les gestionnaires de réseau ont désormais la possibilité de proposer des offres de raccordement qui peuvent faire l'objet de limitations de puissance ponctuelles. La CRE a été saisie d'un projet d'arrêté encadrant ce type d'offre relative, et a rendu un avis défavorable dans sa délibération du 28 mai 2020<sup>34</sup>.

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

La loi n° 2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelable 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.

L'article L. 321-7 du code de l'énergie dispose que la CRE approuve les méthodes de calcul du coût prévisionnel (MCCP) des ouvrages à réaliser dans le cadre des S3REnR par les gestionnaires de réseau de distribution et par le gestionnaire du réseau de transport. Ce document précise le mode de calcul de la quote-part dont sont redevables les producteurs d'énergie renouvelable, au titre du S3REnR. Par deux délibérations du 21 janvier 2021, la CRE a approuvé sous réserve les projets de MCCP proposés par Enedis<sup>35</sup> et RTE<sup>36</sup>. Enedis a soumis pour approbation un nouveau projet de MCCP incluant les demandes formulées par la CRE dans sa délibération de 2021, notamment l'intégration du foisonnement inter-filière (foisonnement entre la production éolienne, la consommation et la production photovoltaïque) dans le processus de dimensionnement. Ce projet a été approuvé par la CRE le 30 mars 2023<sup>37</sup>.

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

#### 2.1.2.4.2 L'accès au réseau

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

La faculté de limiter l'injection des producteurs d'énergie d'origine renouvelable est mentionnée par les dispositions du règlement (UE) 2019/943 relatives au *redispatching*, qui prévoient notamment que les gestionnaires de réseau peuvent prendre en considération des mesures de réduction de la production dans leur planification du réseau et

<sup>32</sup> Délibération de la CRE du 21 mars 2018 portant avis sur le projet de décret modifiant la partie réglementaire du code de l'énergie relative aux schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables et au raccordement multi-producteurs

<sup>33</sup> Délibération de la CRE du 31 janvier 2019 portant avis sur le projet de décret portant modification de la partie réglementaire du code de l'énergie relative aux schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables

<sup>34</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 28 mai 2020 portant avis sur le projet d'arrêté modifiant l'arrêté du 20 février 2019 relatif aux aides financières mentionnées au II de l'article 183 de la loi n° 2018-1317 du 28 décembre 2018 de finances pour 2019

<sup>35</sup> Délibération de la CRE du 21 janvier 2021 portant approbation des méthodes de calcul du coût prévisionnel des ouvrages à réaliser par Enedis dans le cadre des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables

<sup>36</sup> Délibération de la CRE du 21 janvier 2021 portant approbation des méthodes de calcul du coût prévisionnel des ouvrages à réaliser par RTE dans le cadre des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables

<sup>37</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 30 mars 2023 portant approbation des méthodes de calcul du coût prévisionnel des ouvrages à réaliser par Enedis dans le cadre des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables

les activer de manière à soulager une congestion physique sur le réseau ou à assurer la sécurité du système électrique.

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

### 2.1.3 Les tarifs d'accès aux réseaux

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

Le tarif actuel de transport d'électricité de RTE dit « TURPE 6 HTB » est entré en vigueur au 1<sup>er</sup> août 2021, pour une durée d'environ quatre ans, en application de la délibération de la CRE du 21 janvier 2021<sup>38</sup>.

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

- la première, en date du 14 février 2019<sup>39</sup>, concernait le cadre de régulation applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées pour la prochaine génération de tarifs ;
- la deuxième, en date du 23 mai 2019<sup>40</sup>, portait principalement sur les principes et enjeux de la structure des TURPE 6 HTB et TURPE 6 HTA-BT et comprenait, en particulier, des premières orientations relatives à la composante de gestion, la composante de comptage, la forme des grilles de soutirage et la tarification de l'injection ;
- la troisième, en date du 17 octobre 2019<sup>41</sup>, portait sur la qualité de service et les actions des gestionnaires de réseaux en faveur de l'innovation des acteurs pour le secteur de l'électricité ;
- la quatrième, en date du 19 mars 2020<sup>42</sup>, portait principalement sur les évolutions de la composante de soutirage envisagées par la CRE ;
- la dernière, en date du 1<sup>er</sup> octobre 2020<sup>43</sup>, présentait la proposition finale de la CRE pour le TURPE 6 HTB. Elle portait ainsi sur le cadre de régulation tarifaire, notamment la qualité de service et l'innovation, le niveau des charges et recettes de RTE et le niveau du tarif en découlant ainsi que la structure tarifaire.

Par ailleurs, la CRE a mené une consultation publique, en date du 9 juillet 2020<sup>44</sup>, portant sur les signaux économiques envoyés aux producteurs d'électricité et sur l'opportunité d'une tarification des injections, en indiquant cependant que les évolutions envisagées n'avaient pas vocation à être mises en œuvre dès le TURPE 6, mais éventuellement ultérieurement.

En sus des réponses à ses consultations publiques, la CRE a mené des analyses approfondies sur les charges prévisionnelles présentées par RTE, et des audits externes<sup>45</sup> ont également été diligents.

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

En outre, la CRE a pris en compte, conformément aux dispositions de l'article L. 341-3 du code de l'énergie, les orientations de politique énergétique transmises par la ministre de la transition écologique et solidaire, par courrier reçu en date du 19 juin 2020. Ces orientations ont été publiées sur le site de la CRE<sup>46</sup>.

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

- le réseau public de transport d'électricité devra jouer un rôle majeur dans la transition énergétique ;
- les investissements nécessaires devront être faits en maîtrisant leurs coûts ;

<sup>38</sup> Délibération de la CRE du 21 janvier 2021

<sup>39</sup> Consultation publique du 14 février 2019 n° 2019-003 relative au cadre de régulation tarifaire applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées en France

<sup>40</sup> Consultation publique n° 2019-011 du 23 mai 2019 relative à la structure des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité « TURPE 6 »

<sup>41</sup> Consultation publique n° 2019-019 du 17 octobre 2019 relative à la qualité de service et aux actions des gestionnaires de réseaux en faveur de l'innovation des acteurs pour le secteur de l'électricité

<sup>42</sup> Consultation publique n° 2020-007 du 19 mars 2020 relative à la composante de soutirage des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité « TURPE 6 »

<sup>43</sup> Consultation publique n° 2020-015 du 1<sup>er</sup> octobre 2020 relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (TURPE 6 HTB)

<sup>44</sup> Consultation publique n° 2020-011 du 9 juillet 2020 relative aux signaux économiques envoyés aux producteurs d'électricité

<sup>45</sup> Un audit de la demande relative aux charges d'exploitation de RTE (hors achats liés à l'exploitation du système électrique) pour la période 2021-2024 et un audit de la demande de taux de rémunération des actifs régulés des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution d'électricité.

<sup>46</sup> Lettre de Madame la Ministre de la Transition écologique et solidaire Elisabeth Borne à l'attention de Monsieur Jean-François Carenco, Président de la CRE - 17 juin 2020

- la qualité d'alimentation doit être maintenue à un niveau élevé ;
- les évolutions technologiques dégagent des flexibilités nouvelles pour les réseaux ;
- RTE doit continuer à se transformer et à se moderniser ;
- l'évolution des factures doit être maîtrisée pour assurer l'acceptabilité du tarif.

Par la délibération du 5 janvier 2023<sup>47</sup>, après avoir mené une consultation publique sur le sujet, en date du 20 octobre 2022<sup>48</sup>, la CRE a modifié le cadre de régulation de RTE défini dans la délibération TURPE 6 HTB :

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

La mise à jour annuelle du tarif TURPE 6 HTB en date du 31 mai 2023<sup>49</sup> a fait évoluer la grille tarifaire du TURPE 6 HTB de +6,69% au 1<sup>er</sup> août 2023, en application des modalités prévues dans le tarif.

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

- Le niveau moyen du TURPE 6 HTB augmente de 6,69 % au 1<sup>er</sup> août 2023, en application des formules d'évolution annuelle prévues par la délibération TURPE 6 HTB, résultant de :
  - la prise en compte de l'inflation pour +4,20% ;
  - le coefficient d'indexation annuelle automatique de 0,49 % ;
  - la prise en compte du solde du compte de régularisation des charges et produits (CRCP) soit + 2,00%. Le CRCP permet de protéger RTE, dans un sens comme dans l'autre, contre les variations de charges ou de recettes imprévisibles et non maîtrisables.
- La crise d'approvisionnement inédite sur les marchés de l'énergie s'est traduite en 2022 par des écarts importants entre le prévisionnel et le réalisé sur certains postes de charges et de recettes constituant un excédent important à verser aux utilisateurs de réseau (1 939 M€). À la suite de la délibération de la CRE du 8 décembre 2022<sup>50</sup> et de la délibération de la CRE du 31 janvier 2023<sup>51</sup>, cet excédent a été reversé de manière anticipée aux utilisateurs du réseau public de transport d'électricité début 2023. Pour rappel, cet excédent est composé des postes suivants :
  - les recettes d'interconnexion sont supérieures aux prévisions (+ 2 231 M€) du fait de différentiels de prix plus élevés que prévu sur l'ensemble des frontières ;
  - les coûts liés à la constitution des réserves d'équilibrage sont supérieurs aux prévisions (- 199 M€) du fait principalement de la hausse des prix de gros de l'électricité ;

<sup>47</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 5 janvier 2023 portant décision modifiant les délibérations de la Commission de régulation de l'énergie n° 2021-12 du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport d'électricité (TURPE 6 HTB) et n° 2021-13 du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT)

<sup>48</sup> Consultation publique n° 2022-11 du 20 octobre 2022 relative aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (TURPE 6 HTB et HTA-BT)

<sup>49</sup> Délibération de la CRE du 31 mai 2023 portant décision sur l'évolution au 1<sup>er</sup> août 2023 de la grille tarifaire des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans le domaine de tension HTB

<sup>50</sup> Délibération n° 2022-323 de la CRE du 8 décembre 2022 portant décision relative à la mise en œuvre d'un versement anticipé exceptionnel d'une partie du solde du compte de régularisation des charges et produits (CRCP) de RTE

<sup>51</sup> Délibération n° 2023-50 de la CRE du 31 janvier 2023 portant décision relative à la fixation du montant total du versement anticipé exceptionnel d'une partie du solde du compte de régularisation des charges et produits (CRCP) de RTE

- les charges relatives aux congestions nationales et internationales sont supérieures aux prévisions (- 157 M€)
- les charges relatives à la compensation des pertes électriques sur le réseau sont inférieures à la prévisions (+64 M€).
- Les recettes tarifaires de RTE sont inférieures de 189 M€ aux recettes tarifaires prévisionnelles en raison d'un effet volume, lié à une diminution de l'énergie injectée par rapport aux prévisions (90 TWh injectés en moins), d'un climat doux se traduisant par des quantités soutirées inférieures aux prévisions (7 TWh soutirés en moins) et d'un abattement électro-intensif versé aux consommateurs éligibles plus élevé que prévu dans la délibération tarifaire. Conformément aux dispositions de la délibération tarifaire le déficit de recettes est rendu à RTE via le CRCP.

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

La CRE a défini, par la délibération du 21 janvier 2021<sup>52</sup>, un nouveau tarif d'utilisation des réseaux de distribution d'électricité, dit TURPE 6 HTA-BT, applicable au 1<sup>er</sup> août 2021 pour une durée de quatre ans environ.

Compte tenu de la visibilité indispensable pour les acteurs de marché et de la complexité des sujets à traiter, la CRE a organisé cinq consultations publiques. Il s'agit des mêmes consultations que celles citées dans le paragraphe précédent à l'exception de la cinquième en date du 8 octobre 2020<sup>53</sup>, présentant la proposition finale de la CRE pour le TURPE 6 HTA-BT. Elle portait ainsi sur le cadre de régulation tarifaire, notamment la qualité de service et l'innovation, le niveau des charges et recettes d'Enedis et le niveau du tarif en découlant, ainsi que la structure tarifaire (43 réponses ont été reçues).

Les réponses à ces cinq consultations publiques sont publiées, le cas échéant dans leur version non confidentielle, sur le site de la CRE.

Par ailleurs, la consultation publique menée par la CRE, en date du 9 juillet 2020<sup>54</sup> citée précédemment et portant sur les signaux économiques envoyés aux producteurs d'électricité et sur l'opportunité d'une tarification des injections concernaient également les aspects relatifs à l'utilisation des réseaux de distribution d'électricité.

En plus des objectifs de prévisibilité et de continuité, la CRE considère que le TURPE 6 HTA-BT doit apporter des réponses aux enjeux prioritaires suivants :

- le rôle des réseaux publics de distribution d'électricité dans la transition énergétique ;
- la maîtrise des coûts lors des investissements dans le réseau public de distribution d'électricité ;
- le maintien du niveau de qualité d'alimentation ;
- le renforcement du niveau de la qualité de service sur les points d'attentes prioritaires des acteurs, comme les délais de raccordement ;
- l'intégration des évolutions technologiques offrant des flexibilités nouvelles au réseau ;
- la pérennisation et l'amplification des bénéfices du programme Linky ;
- une évolution de facture maîtrisée et acceptable pour les utilisateurs.

La mise à jour annuelle du tarif TURPE 6 HTA-BT en date du 31 mai 2023<sup>55</sup> a fait évoluer la grille tarifaire du TURPE 6 HTA-BT de + 6,51 % au 1<sup>er</sup> août 2023, en application des modalités prévues dans le tarif :

- la prise en compte de l'inflation pour + 4,20 % ;
- le coefficient d'indexation annuelle automatique de + 0,31% ;
- la prise en compte du solde du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) soit + 2 %. Le CRCP permet de protéger Enedis, dans un sens comme dans l'autre, contre les variations de charges ou de recettes imprévisibles et non maîtrisables.

Par ailleurs, les autres faits marquants sont les suivants :

- Les recettes tarifaires sont inférieures aux prévisions, du fait d'une part d'un hiver 2022 plus doux ainsi qu'à une diminution des consommations liée à la sobriété due à l'augmentation des prix de l'énergie se traduisant par des quantités distribuées (334 TWh) inférieures aux prévisions (344 TWh), d'autre part de recettes de raccordement supérieures aux prévisions de 128 M€. Conformément aux règles du TURPE 6, l'excédent de recettes est rendu aux utilisateurs via le CRCP.
- Les charges liées aux pertes d'électricité en ligne sont supérieures aux prévisions de 1 050 M€, du fait principalement de la hausse des prix de gros de l'électricité.

<sup>52</sup> Délibération de la CRE n° 2021-13 du 21 janvier 2021 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT)

<sup>53</sup> Consultation publique n° 2020-017 du 8 octobre 2020 relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité (TURPE 6 HTA-BT)

<sup>54</sup> Consultation publique n° 2020-011 du 9 juillet 2020 relative aux signaux économiques envoyés aux producteurs d'électricité

<sup>55</sup> Délibération de la CRE du 31 mai 2023 portant décision sur l'évolution de la grille tarifaire des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT au 1<sup>er</sup> août 2023 et sur l'évolution du paramètre Rf au 1<sup>er</sup> août 2023



- Les performances d'Enedis en matière de qualité de service en 2021, pour laquelle Enedis est incité financièrement dans le cadre du TURPE 6, ont été très contrastées.

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

La CRE a lancé en 2017 une consultation publique abordant les nombreux enjeux liés à l'essor attendu de l'autoconsommation en France. À la suite de cette consultation, elle a publié en 2018 deux délibérations : une première portant orientations et recommandations sur le cadre contractuel et les mécanismes de soutien associés à l'autoconsommation<sup>56</sup>, puis une délibération tarifaire<sup>57</sup>. La CRE fixe dans cette délibération un tarif optionnel spécifique à l'autoconsommation collective en aval d'un même poste de transformation HTA-BT, permettant de valoriser les flux autoconsommés qui ne transitent que par le réseau basse tension.

La CRE a émis en septembre 2019 un avis<sup>58</sup> sur un projet d'arrêté visant à étendre le périmètre des opérations d'autoconsommation collective. Elle y rappelle que toute opération d'autoconsommation collective dont le périmètre dépasse celui prévu par sa délibération tarifaire de 2018 ne peut donner lieu, pour ses participants, à l'application du tarif spécifique introduit par cette délibération.

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

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

Pour la période tarifaire TURPE 6, la CRE a maintenu le dispositif d'incitation à la maîtrise des coûts des charges liées à la R&D des opérateurs, avec la possibilité pour Enedis de réviser cette trajectoire à mi-période tarifaire. Les montants alloués à la R&D 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 biennuel à destination du public afin de rendre compte aux utilisateurs des projets innovants menés par les GRD. Les rapports seront harmonisés entre les opérateurs, notamment grâce à des indicateurs standardisés, et enrichis d'éléments concrets concernant les bénéfices des projets pour les utilisateurs de réseau, ainsi que de retours d'expérience systématiques sur les démonstrateurs financés par le tarif. Comme prévu dans le dispositif, Enedis a consulté les acteurs de marché en juin 2021 sur les grands thèmes de recherche qu'ils prévoient de développer.

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

### 2.1.3.2.3 La régulation incitative des investissements

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

- une régulation incitative des coûts unitaires d'investissement dans les réseaux : un bonus ou une pénalité est appliqué à Enedis chaque année via le CRCP, équivalant à 20 % de l'écart entre un coût total théorique correspondant au volume réalisé des ouvrages et le coût réel total constaté. Ce mécanisme a généré un malus de 16,8 M€ en 2022 ;
- une incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements « hors réseaux » : la trajectoire d'évolution des charges de capital pour les investissements concernant l'immobilier, les véhicules et certains systèmes d'information est incitée à 100%. Le montant retenu pour l'année 2022 est de 323 M€.

<sup>56</sup> Délibération de la CRE n° 2018-027 du 15 février 2018 portant orientations et recommandations sur l'autoconsommation

<sup>57</sup> Délibération de la CRE n° 2018-115 du 7 juin 2018 portant décision sur la tarification de l'autoconsommation et modification de la délibération de la CRE du 17 novembre 2016 portant décision sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité dans les domaines de tension HTA et BT

<sup>58</sup> Délibération de la CRE n° 2019-215 du 26 septembre 2019 portant avis sur le projet d'arrêté pris en application de l'article L.315-2 du code de l'énergie fixant le critère de proximité géographique de l'autoconsommation collective

## 2.1.4 Les aspects transfrontaliers

### 2.1.4.1 Bilan de l'utilisation et de la gestion des interconnexions aux frontières françaises en 2022

Les échanges d'électricité en Europe en 2022 ont été fortement marqués par les effets de la crise des prix de l'énergie. En France, les capacités de production ont connu une faible disponibilité causée par des décalages de maintenance de certaines tranches nucléaires et la découverte d'anomalies sur le parc nucléaire à partir du dernier trimestre 2021, et par une sécheresse estivale historique affectant les stocks hydrauliques à l'été 2022.

Pour la première fois depuis quarante ans, la France est redevenue importatrice nette sur l'année 2022. Le solde des échanges importateur net de la France sur l'année 2022 est de 16,7 TWh, les mois de juillet, août et septembre représentant 60 % de ce solde négatif. Le solde des échanges de la France a été nettement exportateur le seul mois de février, en raison d'une production éolienne abondante, et légèrement exportateur en mai, grâce à une production solaire élevée.

Après avoir retrouvé en 2021 leur niveau le plus élevé depuis 2018 (soit 86,2 TWh), les exportations françaises d'électricité ont chuté de moitié en 2022, à 40,5 TWh. Après avoir atteint leur plus haut niveau depuis plus de 10 ans en 2021 (soit 26,3 TWh), les importations françaises d'électricité ont doublé en 2022 pour s'établir à 57 TWh, ce qui n'était pas arrivé depuis 1980 avant le développement du parc nucléaire français.

En 2022, la France a été très fortement importatrice depuis l'Allemagne et la Belgique (27 TWh) et la Grande-Bretagne (10 TWh). Elle a été largement exportatrice vers l'Italie (18 TWh) et la Suisse (12 TWh). Les échanges avec l'Espagne ont été équilibrés au premier semestre 2022, évoluant en fonction des conditions météorologiques de part et d'autre de la frontière, avant d'être quasiment uniquement orientés dans le sens import français à partir de la mi-juin, en raison de l'introduction en Espagne d'un plafond de prix du gaz naturel utilisé pour la production d'électricité (solde importateur net de 9,1 TWh, dont près de 85 % au second semestre).

Les prix constatés sur le marché journalier ont connu une hausse spectaculaire et inédite en Europe, en particulier entre le printemps et l'été 2022. Cela fait suite à une période déjà tendue à partir de fin d'année 2021 en raison du contexte de reprise économique mondiale marquée par une flambée des prix des combustibles et du CO<sub>2</sub>. Les inquiétudes sur la sécurité d'approvisionnement électrique française liées au faible approvisionnement en gaz, aux indisponibilités du parc nucléaire et des stocks hydrauliques ont renchéri les prix de gros français de l'électricité en 2022. La France présente un prix de gros moyen sur l'année plus faible que l'Italie mais plus élevé que l'Allemagne, la Belgique, la Grande-Bretagne et l'Espagne.

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

Concernant la gestion des interconnexions aux frontières françaises, la rente de congestion perçue par RTE a fortement augmenté en 2022, reflétant les plus grands volumes échangés à l'import et à l'export et le creusement des différentiels de prix. Elle s'établit à 2216,9 M€, contre 609,2 M€ en 2021 (soit 360 % plus). Observée à toutes les frontières, cette augmentation est particulièrement marquée avec l'Espagne (de 153,0 à 932,5 M€), la région Core (de 119,8 à 652,5 M€), l'Italie (de 133,4 à 355 M€) et la Grande-Bretagne (de 75 à 178 M€).

### 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)<sup>59</sup> prévoit la définition de régions de calcul de capacité. Au sein de ces régions, les GRT développent et mettent en œuvre de manière coordonnée des méthodologies de calcul de capacité à court terme (articles 20 à 30 du règlement CACM) et à long terme (articles 10 à 16 du règlement « *Forward Capacity Allocation* » (FCA)<sup>60</sup>).

En application de la décision de l'Agence pour la Coopération des Régulateurs de l'Énergie (ACER) datée du 17 novembre 2016<sup>61</sup>, la France fait partie de trois régions de calcul de capacité :

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

Jusqu'au 31 décembre 2020, la France faisait également partie de la région Manche (regroupant FR, BE, NL et GB). Le Royaume-Uni étant sorti le 1<sup>er</sup> janvier 2021 du marché intérieur de l'énergie en conséquence de sa sortie de

<sup>59</sup> Règlement (UE) 2015/1222 de la Commission du 24 juillet 2015 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion

<sup>60</sup> Règlement (UE) 2016/1719 de la Commission du 26 septembre 2016 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de capacité à long terme

<sup>61</sup> Cette décision a fait l'objet d'un premier amendement le 18 septembre 2017 (intégration du câble NEMO Link reliant BE à GB à la région Manche), d'un deuxième amendement le 1<sup>er</sup> avril 2019 (intégration du câble Cobra reliant NL à DK à la région Hansa) et d'un troisième amendement le 7 mai 2021 (ré-approbation des régions de calcul de capacité initiales à la suite de la décision du Tribunal de l'UE le 24 octobre 2019, à l'exception de la région Manche).

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 fait 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. Au sein de la région Europe du Centre-Ouest, un seuil minimal de marge (« *Remaining Available Margin* » ou RAM) de 20 % de la capacité thermique sur les éléments de réseau considérés dans le calcul de capacité était mis en œuvre depuis avril 2018. Cette évolution a très vraisemblablement contribué à l'augmentation des échanges transfrontaliers moyens dans cette région à partir de 2018. Ce seuil a été également mis en place dans la région Core à l'échéance journalière.

Dans chaque région de calcul de capacité, les méthodologies de calcul de capacité à court terme, couvrant les échéances journalière (J) et infra journalière (IJ), ont fait l'objet de saisines de la part des GRT concernés entre septembre 2017 et mai 2018. Les régulateurs régionaux ont instruit et approuvé de manière coordonnée ces méthodologies, sauf pour la région Core où un désaccord entre les régulateurs a conduit au transfert de ces méthodologies et à leur approbation par l'ACER. Au cours de l'année 2022, 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 régions Core afin de refléter les 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.

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

Région	Type de calcul	Statut de décision	Etat de mise en œuvre
Core	Fondé sur les flux	J : adoptée par l'ACER en février 2019 ; amendée par les régulateurs régionaux en mai 2021 <sup>62</sup>	J : mise en œuvre en juin 2022
		IJ : adoptée par l'ACER en février 2019 ; amendée par l'ACER en avril 2022 <sup>63</sup>	IJ : T1 2024
Europe du Sud-Ouest	NTC coordonné	J et IJ : approuvée en novembre 2018 <sup>64</sup> ; amendée par les régulateurs régionaux en janvier 2022 <sup>65</sup>	J : mis en œuvre en janvier 2020 IJ : mise en œuvre en mars 2022
Italie Nord	NTC coordonné	J et IJ : approuvée en novembre 2019 <sup>66</sup> ; amendée par les régulateurs régionaux en septembre 2020 <sup>67</sup>	J : calcul coordonné depuis 2016, nouveau calcul aligné avec CACM mis en œuvre en janvier 2020 IJ : mis en œuvre en novembre 2019

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

En parallèle de la mise en œuvre des méthodologies de calcul de capacité à court terme, un des règlements du Paquet « Une Énergie Propre pour Tous les Européens »<sup>68</sup> a introduit des dispositions à fort impact sur le calcul de capacité. Les GRT sont, depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2020, tenus de garantir qu'au moins 70 % de la capacité thermique sur les éléments de réseau considérés dans le calcul de capacité soit mise à disposition du marché. Cette obligation constitue un changement de paradigme par rapport à la conception initiale du calcul de capacité. Jusqu'à présent, en partant de l'observation des flux sur leurs réseaux internes, les GRT étaient tenus de maximiser les capacités d'interconnexion tout en tenant compte des limites de sécurité d'exploitation. Avec l'introduction d'un niveau minimal de 70 %, une obligation de résultat s'ajoute à l'obligation de moyen déjà existante.

Si disposer de capacités optimales pour les échanges transfrontaliers est un objectif qui a historiquement été soutenu par la CRE, elle considère que la mise en œuvre de ce niveau minimal doit se faire de manière pragmatique et proportionnée. En effet, son application uniforme pour tous les éléments de réseaux et dans toutes les situations

<sup>62</sup> Délibération de la CRE du 20 mai 2021 portant approbation de l'amendement de la méthodologie de calcul de capacité journalier de la région Core

<sup>63</sup> Décision de l'ACER relative aux méthodes de calcul de capacité pour la région Core

<sup>64</sup> Délibération de la CRE du 15 novembre 2018 portant approbation de la méthodologie de calcul de capacité aux échéances journalière et infra journalière dans la région Europe du sud-ouest

<sup>65</sup> Délibération de la CRE du 27 janvier 2022 portant approbation d'un amendement de la méthodologie de calcul de capacité aux échéances journalière et infra journalière dans la région Europe du sud-ouest - CRE

<sup>66</sup> Délibération de la CRE du 14 novembre 2019 portant approbation des méthodologies de calcul de capacité aux échéances journalière et infra journalière dans la région Italie Nord

<sup>67</sup> Délibération de la CRE du 17 septembre 2020 portant adoption des méthodologies de calcul de capacité aux échéances journalière et infra journalière dans la région Italie Nord

<sup>68</sup> Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (refonte)

ne permet pas d'augmenter de manière efficace les capacités d'interconnexion. La CRE porte donc une attention particulière aux lignes situées en France pouvant contraindre les capacités d'interconnexion mises à disposition pour les échanges transfrontaliers (dites « lignes limitantes ») ainsi qu'aux pas de temps dans lesquelles les capacités mises à disposition par les gestionnaires de réseau limitent dans les faits les échanges et empêchent la convergence des prix dans la région de calcul de capacité. Hors de ces situations, toute capacité supplémentaire libérée ne permet pas d'augmenter effectivement les échanges transfrontaliers.

Dès le début de l'année 2020, la CRE a engagé un suivi systématique des capacités mises à disposition des échanges transfrontaliers par RTE grâce à des données détaillées pour chaque région de calcul de capacité. La CRE a ainsi publié trois rapports depuis 2020 dont le dernier a été publié en juillet 2023<sup>69</sup>. Sur l'année 2022, les niveaux de capacités d'interconnexion mis à disposition des échanges transfrontaliers par RTE sont conformes au critère des 70 % sur 87% des pas de temps en moyenne sur les trois régions évaluées. RTE a ainsi très majoritairement atteint les objectifs fixés par le règlement en 2022. Ce niveau élevé de capacités offertes témoigne de l'engagement de la France dans la construction du marché intérieur européen de l'électricité et confirme le bon dimensionnement du réseau de transport d'électricité français pour soutenir les échanges transfrontaliers. RTE, dans les conditions actuelles de structure et d'exploitation du réseau de transport d'électricité français, participe donc pleinement à la construction du marché intérieur de l'électricité. Le règlement électricité prévoit que des dérogations temporaires à l'atteinte du critère des 70 % peuvent être octroyées aux GRT par les autorités nationales de régulation. Les outils dits de validation permettant le respect et le suivi du critère des 70 % sont maintenant déployés dans les trois régions de calcul. A partir de 2022, pour la première fois, 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 en 2022.

Les échanges entre parties prenantes européennes ont fait ressortir l'intérêt de renforcer la transparence sur les niveaux précis des capacités d'interconnexion mis à disposition par RTE aux frontières françaises. RTE a donc initié un projet de publication en accès libre des données relatives aux niveaux des marges disponibles sur toutes les lignes de réseau considérées dans le calcul de capacité des régions Core/Europe du Centre-Ouest, Italie Nord et Europe du Sud-Ouest. Les données sont publiées chaque année sur la plateforme « Open Data Réseaux-Energies » (ODRE)<sup>70</sup>, la dernière en date ayant eu lieu le 24 juillet 2023 avec les données 2022. Elle permet à l'ensemble des parties prenantes qui le souhaitent de développer des analyses différenciées en fonction de multiples critères relatifs à l'apport du 70% aux échanges transfrontaliers.

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

#### 2.1.4.2.2 L'allocation des capacités à long terme

Le volume de droits de transport transfrontaliers alloués à long terme par les GRT, sous forme physique ou financière, est aujourd'hui calculé selon des modalités différentes suivant les frontières, avec un degré de coordination variable entre GRT. Le règlement « *Forward Capacity Allocation* », dit règlement FCA<sup>71</sup>, dispose en son article 10 que cette capacité de long terme devra faire l'objet d'un calcul coordonné dans chaque région de calcul de capacité. Chaque méthodologie de calcul de capacité à long terme doit être soumise par les GRT concernés au plus tard 6 mois après l'approbation de la méthodologie de calcul de capacité correspondante pour les échéances de court terme.

Dans les régions de calcul de capacité dont la France fait partie, les méthodologies de calcul et de répartition de la capacité à terme prévues par le règlement FCA ont été approuvées pour les régions Europe du Sud-Ouest et Italie Nord, respectivement en mars et décembre 2020. Pour la région Core, la répartition de la capacité à terme a été approuvée en juillet 2020 selon une approche de calcul de capacité fondée sur la capacité de transport nette (NTC) tandis que la méthodologie de calcul de capacité a été adoptée par l'ACER le 3 novembre 2021 selon une approche de calcul de capacité fondée sur les flux (flow-based), faute d'accord entre les régulateurs nationaux concernés. La méthodologie de répartition de la capacité à terme Core révisée dans le cadre du passage au flow-based a été approuvée en avril 2023 par les régulateurs.

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

La mise en œuvre des HAR avait été anticipée par les GRT de vingt-deux pays européens, dont RTE, qui avaient proposé dès 2015 une première version de ces règles. Cependant, la nouvelle version approuvée en application du règlement FCA, applicable pour l'allocation des produits avec livraison à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2017, a apporté des améliorations : elle renforce en effet l'harmonisation des règles entre frontières et le régime de fermeté des droits

<sup>69</sup> Mise en œuvre du seuil minimal de 70 % des capacités d'interconnexion pour les échanges aux frontières françaises : bilan de l'année 2022 et faits marquants - CRE

<sup>70</sup> <https://opendata.reseaux-energies.fr/pages/accueil/>

<sup>71</sup> Règlement (UE) 2016/1719 de la Commission du 26 septembre 2016 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de capacité à long terme.

de long terme pour les acteurs de marché (passage d'un plafond mensuel à annuel sur les compensations en cas de réduction de droits, suppression de l'heure limite de fermeté propre aux droits de long terme).

Le 29 octobre 2019, l'ACER a approuvé une nouvelle version de ces HAR. Les modifications introduites clarifient le mécanisme de compensation en cas de réduction des droits et renforcent le devoir d'information des GRT envers les acteurs de marché en cas de réduction des droits. Le 29 novembre 2021, l'ACER a approuvé une nouvelle version de ces HAR. Les modifications apportées par les GRT avaient principalement pour objectif d'introduire un plafond dans la rémunération des droits de long terme en cas de découplage. L'ACER a rejeté le raisonnement des GRT selon lequel la faible performance des enchères de secours devrait conduire à une évolution du mécanisme de rémunération. Elle a recommandé aux GRT de travailler sur l'amélioration des procédures de repli.

L'article 61 du règlement FCA prévoit également que les GRT élaborent conjointement une méthodologie pour le partage des coûts encourus afin de garantir la fermeté et la rémunération des droits de transport à long terme. Cette méthodologie, approuvée le 4 décembre 2021 par l'ACER<sup>72</sup>, prévoit un mécanisme de socialisation de la rente de congestion journalière dans les régions de calcul de capacité régies par une méthodologie « flow-based » où existe une interdépendance des allocations entre frontières.

Le 22 mars 2023, l'ACER a approuvé une nouvelle version des trois méthodologies européennes prises en application du règlement FCA pour les adapter à l'introduction du flow-based à l'échéance long terme. La méthodologie relative au fonctionnement de la plateforme d'allocation unique JAO repose sur un principe d'allocation des capacités selon une fonction de maximisation de la valeur des capacités à long terme offertes par des arbitrages entre frontières d'une même région de calcul de capacité.

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, et permettant ainsi d'harmoniser les échéances long terme et court terme.

#### 2.1.4.2.3 L'allocation des capacités à l'échéance journalière

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

Dans la perspective d'une possible sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne sans accord de retrait, la CRE avait approuvé en mars 2019 des règles d'accès à l'Interconnexion France-Angleterre permettant d'organiser des enchères journalières explicites, visant à assurer la continuité des échanges électriques entre la France et le Royaume-Uni à toutes les échéances dans le cas où la Grande Bretagne serait découplée du marché intérieur de l'électricité européen<sup>73</sup>. L'accord de retrait (devenu « Accord de coopération et de commerce entre l'Union européenne et le Royaume-Uni »), entré en application le 1<sup>er</sup> janvier 2021, impose la sortie de la Grande-Bretagne du couplage journalier en implicite et laisse les enchères explicites au moyen des règles susmentionnées comme seul mécanisme pour réaliser des échanges aux interconnecteurs avec le Royaume-Uni.

En outre, l'annexe ENER.IV prévoit le développement d'un mécanisme d'échanges qui serait théoriquement moins imbriqué dans le couplage européen mais plus efficace que les échanges explicites, appelé « Couplage en volume libre » (CVL). Les régulateurs nationaux et l'ACER ont suivi de près le déroulement de l'analyse coûts-bénéfices, qui devrait apporter des informations cruciales pour la faisabilité du projet, et ont conclu qu'il ne convient pas de donner suite à ce projet selon le calendrier de mise en œuvre excessivement ambitieux prévu dans le traité : de nombreuses incertitudes doivent être clarifiées avant de procéder à la mise en œuvre du CVL, notamment concernant (i) l'estimation des flux des pays extérieurs au CVL et (ii) l'impact de l'ajout du processus opérationnel du CVL sur le mécanisme du couplage unique journalier, déjà très complexe à ce stade.

<sup>72</sup> L'ACER a approuvé cette méthodologie par une première décision le 23 octobre 2020. PSE (GRT polonais) a fait appel de cette décision devant le Board of Appeal de l'ACER qui a rendu sa décision le 19 avril 2021 avant de renvoyer le sujet devant l'ACER.

<sup>73</sup> [Délibération de la CRE du 14 mars 2019 portant approbation de la proposition de RTE relative aux règles d'accès à l'Interconnexion France-Angleterre en cas de sortie de la Grande Bretagne du couplage unique de marché journalier](#)

Le règlement CACM prévoit que les États membres permettent à plusieurs opérateurs du couplage des marchés journalier et infra-journalier (NEMO) d'opérer le couplage des marchés de l'électricité, sauf quand un opérateur monopolistique a été désigné. En 2015, la CRE a désigné EPEX SPOT et Nord Pool EMCO comme NEMO en France pour une durée de quatre ans, désignation qui a été renouvelée le 21 novembre 2019 pour une nouvelle période de 4 ans. La période de 4 ans arrivant à échéance, la CRE prévoit d'étudier au cours de l'année 2023 les demandes des acteurs souhaitant obtenir la désignation de NEMO en France.

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

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

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

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

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

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

#### 2.1.4.2.5 L'optimisation et la sécurisation des capacités allouées

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

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

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

Région	Statut de décision	Date de mise en œuvre attendue
Core	Coordination et partage des coûts adoptées par l'ACER en novembre 2020	Concomitante à la mise en œuvre de la méthodologie de coordination régionale de la sécurité opérationnelle (Article 76 SO)
Europe du Sud-Ouest	Coordination et partage des coûts approuvées en juin 2019 <sup>74</sup>	Après mise en œuvre des méthodologies de calcul de capacité coordonné et la méthodologie de coordination régionale de la sécurité opérationnelle (Article 76 SO)
Italie Nord	Coordination : approuvée en juin 2019 <sup>75</sup> Partage des coûts : méthodologie transitoire approuvée en janvier 2022 <sup>76</sup> .	Mise en œuvre de la solution transitoire depuis janvier 2022.

<sup>74</sup> Délibération de la CRE du 6 juin 2019 portant approbation des méthodologies pour le *redispatching* et les échanges de contrepartie coordonnés ainsi que pour la répartition des coûts du *redispatching* et des échanges de contrepartie dans la région Europe du sud-ouest

<sup>75</sup> Délibération de la CRE du 6 juin 2019 portant approbation de la méthodologie pour le *redispatching* et les échanges de contrepartie coordonnés dans la région Italie Nord

<sup>76</sup> Délibération de la CRE du 19 janvier 2022 portant adoption de la méthodologie pour la répartition des coûts du *redispatching* et des échanges de contrepartie dans la région Italie Nord - CRE

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 décomissionnement 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.

### 2.1.4.3 Le développement des interconnexions françaises

#### 2.1.4.3.1 Le renforcement des interconnexions

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

#### o Le renforcement des capacités d'échanges avec l'Espagne

La capacité d'échange entre la France et l'Espagne était jusqu'en 2015 d'environ 1300 MW de la France vers l'Espagne et d'environ 1100 MW de l'Espagne vers la France. Une nouvelle interconnexion entre Baixas et Santa Llogaia a été mise en service le 5 octobre 2015. Cette interconnexion a permis de doubler les capacités d'interconnexion entre la France et l'Espagne, pour les porter à 2300 MW à l'import et à 2600 MW à l'export<sup>77</sup> à la suite des travaux de renforcements du réseau interne espagnol en 2017.

En septembre 2017, les régulateurs français et espagnol ont conclu un accord de partage transfrontalier des coûts du projet Golfe de Gascogne, en application du règlement (UE) n° 347/2013. Ce projet consiste à construire deux lignes en courant continu à haute tension de 1000 MW entre Gatica (ES) et Cubnezais (FR) : il devrait ainsi permettre d'atteindre des capacités d'interconnexion d'environ 5000 MW entre les deux pays, à l'import comme à l'export. Le projet s'est vu accorder début 2018 une subvention européenne de 578 M€ dans le cadre du mécanisme pour l'interconnexion en Europe (MIE). Le projet a rencontré des difficultés liées au franchissement du Golf de Cap-Breton, qui ont conduit à la révision de son tracé. A l'issue des appels d'offres début 2023, REE et RTE ont informé leurs régulateurs respectifs la CNMC et la CRE du budget final total du projet, pour un montant de 3 100 M€, provision pour risque de 250 M€ incluse. Ce budget final, significativement supérieur au budget estimé initialement (1 750 M€ hors provision pour risque) a conduit la CRE et la CNMC à réviser l'accord de partage des coûts transfrontaliers (CBCA). Cette révision a été adoptée par la CRE et la CNMC le 2 mars 2023<sup>78</sup>. La date de mise en service est prévue en 2028 (contre 2025 prévu initialement) en raison des contraintes de production des câblis (le contexte est particulièrement tendu sur la fourniture de câbles HDVC). La CRE considère que la réalisation du projet Golfe de Gascogne est prioritaire.

<sup>77</sup> NTC moyenne constatée en 2017

<sup>78</sup> Délibération de la CRE du 2 mars 2023 portant modification de la décision conjointe de répartition transfrontalière du projet Golfe de Gascogne

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

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

La mise en service de l'interconnexion partielle par RTE et TERNA a eu lieu le 7 novembre 2022 (lien n° 2, 600 MW), alors que le projet a fait l'objet d'importants retards pendant la crise sanitaire du COVID-19 et a été affecté par des difficultés de développement d'un contrôle commande fonctionnel, affectant certaines sous-stations. La consignation du lien n° 2, initialement planifiée du 1<sup>er</sup> mars au 31 mai en raison d'importants travaux de maintenance réalisés par la société du tunnel de Fréjus en Italie (SITAF) sur le viaduc de Bussoleno, est prolongée jusqu'à la mi-juillet 2023, en raison d'un acte de malveillance survenu en Italie le 3 mai 2023. Le lien n° 1, non encore en service, serait mis en service fin juillet 2023.

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

- **Interconnexion France – Grande-Bretagne**

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

D'une part, l'interconnexion ElecLink (liaison de 1000 MW) a bénéficié d'une décision d'exemption accordée en 2014 par la CRE et son homologue britannique, l'Ofgem. Le chantier de l'interconnexion a été formellement lancé le 23 février 2017, par la pose de sa première pierre. Toutefois, la Commission Intergouvernementale (CIG) du Tunnel sous la Manche, qui avait accordé à ElecLink en 2014 l'agrément lui permettant de réaliser les travaux d'installation de l'interconnexion électrique dans le tunnel et de l'exploiter ensuite, a suspendu cet agrément le 18 octobre 2017 afin d'obtenir des garanties supplémentaires et de réaliser des tests. La suspension de cet agrément a entraîné des retards dans la réalisation des travaux et a nécessité de prolonger à plusieurs reprises la durée de validation de l'exemption accordée à ElecLink. La CIG a rétabli l'agrément le 10 décembre 2020, permettant à ElecLink de reprendre les travaux. En conséquence, ElecLink a transmis à la CRE, le 31 mars 2021, une demande visant à ce que la période de validité de la décision de dérogation soit prolongée jusqu'au 15 août 2022. La CRE a émis un avis favorable concernant cette demande le 15 avril 2021<sup>79</sup>. ElecLink a obtenu la validation par la CIG de son dossier de sécurité le 17 février 2022, qui permet de garantir la compatibilité de l'interconnexion avec les installations ferroviaires. Cette étape a permis au projet de passer à la phase suivante, le transfert technique d'électricité entre RTE et National Grid. ElecLink a réalisé ses premiers échanges commerciaux le 25 mai 2022.

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

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

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

<sup>79</sup> Délibération de la CRE du 15 avril 2021 portant avis sur la demande de prolongation de la validité de la dérogation octroyée à la société ElecLink Ltd



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

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

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

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

S'agissant du projet GridLink, la CRE a été saisie d'une nouvelle demande le 17 mars 2021. Dans le cadre de l'analyse du projet par la CRE, une consultation publique a été menée du 28 juin au 26 juillet 2021 afin d'interroger les acteurs sur l'analyse des bénéfices et des coûts d'un nouveau projet à la frontière France-Royaume Uni. Dans sa délibération du 19 janvier 2022<sup>80</sup>, la CRE a rejeté la demande d'investissement du projet GridLink, en raison d'une absence de certitude raisonnable sur les coûts et bénéfices attachés à ce projet, dans un contexte juridique particulier où les incertitudes provenant de la sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne demeuraient fortes. La société portant le projet GridLink envisage de revenir avec une nouvelle proposition de développement de l'interconnexion auprès du régulateur.

Fin 2022, la CRE a lancé une étude pour déterminer l'intérêt de nouveaux projets d'interconnexion entre la France et le Royaume-Uni ainsi que pour évaluer les incertitudes techniques et financières pesant sur ces projets dans un nouveau contexte énergétique. Les résultats de cette étude sont attendus au plus tard à l'automne 2023.

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

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

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

<sup>80</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 19 janvier 2022 portant décision sur la demande d'investissement de l'interconnexion GridLink Interconnector Limited

A l'issue des appels d'offres fin 2022, RTE et Eirgrid ont informé leurs régulateurs respectifs CRE et ERU du budget final du projet, d'un montant de 1623 M€ dont 141 M€ de provisions pour risque. Le budget final, significativement supérieur au budget estimé initialement (930 M€), a conduit la CRE et la CRU à réviser l'accord transfrontalier des coûts du projet (CBCA) le 2 novembre 2022<sup>81</sup>. L'accord a été mis à jour en conservant la répartition actuelle des coûts (65% pour l'Irlande/35% pour la France), les surcoûts étant répartis de manière équitable entre les GRT (partage à 50/50) à partir d'un seuil réactualisé de 1 178 M€ (au lieu de 930 M€ en 2018).

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

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

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

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

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

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

La CRE attend une mise à jour du schéma décennal de développement du réseau de RTE pour la fin 2023 / début 2024.

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

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

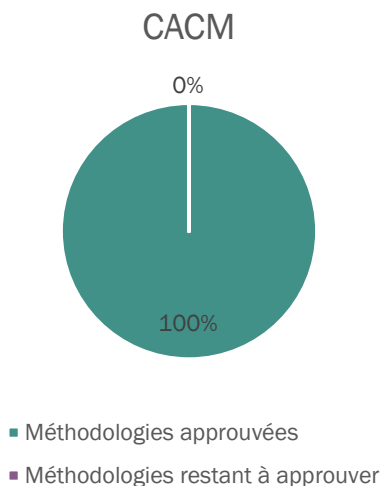
##### 2.1.5.1.1 La mise en œuvre des règles relatives à l'allocation de la capacité et à la gestion de la congestion

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

A l'initiative de la Commission, les régulateurs et l'ACER travaillent activement à l'élaboration d'une proposition d'amendement de CACM. Ce règlement a été le premier « code réseau » européen et il convient de faire un bilan de ces six dernières années afin d'améliorer l'opérativité des mécanismes européens, particulièrement sur les sujets relatifs à la gouvernance entre NEMO et GRT ainsi que l'alignement des dispositions du code avec le Règlement (EU) 2019/943 sur le marché intérieur. La CRE participe activement dans l'élaboration de ces propositions afin de soumettre à la Commission un projet d'amendement qui assure des mécanismes de couplage au court terme robustes et efficaces. L'ACER a transmis une recommandation portant sur des propositions d'amendements du règlement CACM à la Commission Européenne. Le travail a été arrêté temporairement le temps que soit menée la réforme du *market design* de l'électricité en cours actuellement. Les travaux devraient reprendre au cours de l'année 2024.

<sup>81</sup> Délibération de la CRE du 3 novembre 2022 adoptant la décision de réexamen de la décision conjointe de répartition transfrontalière des coûts du projet Celtic

Figure 4 Méthodologies CACM approuvées ou restant à approuver



Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2022 :

- la CRE a approuvé, en accord avec les autorités de régulation régionales concernées :
  - la méthodologie de partage des coûts des actions de *redispatching* et échanges de contrepartie dans la région Italie Nord, en application des dispositions des articles 35 et 74 du règlement CACM, le 19 janvier 2022<sup>82</sup> ;
  - l'amendement de la méthodologie de calcul de capacité journalière de la région Europe du Sud-Ouest, en application des dispositions des articles 9 et 20 du règlement CACM, le 27 janvier 2022<sup>83</sup> ; et
  - l'amendement des procédures de repli en cas de défaillance du couplage de marché journalier pour les régions Core, Europe du Sud-Ouest et Italie Nord, en application des dispositions des articles 9 et 44 du règlement CACM, le 14 avril 2022<sup>84</sup>.
- l'ACER, à la suite de l'avis favorable des régulateurs européens au sein du BoR, a approuvé les méthodologies pan-européennes suivantes :
  - l'amendement de la méthodologie de répartition de la rente de congestion, en application des dispositions de l'article 73 du règlement CACM, le 17 décembre 2021 ;
  - la décision portant sur les configurations de zones de prix alternatives à considérer dans le processus de revue des zones de prix, en application des dispositions de l'article 14 du règlement électricité le 8 août 2022 ;
  - l'amendement de la méthodologie portant sur les prix harmonisés maximum et minimum du couplage unique journalier, en application des dispositions de l'article 41 du règlement CACM, le 10 janvier 2023 ;
  - l'amendement de la méthodologie portant sur les prix harmonisés maximum et minimum du couplage unique infrajournalier, en application des dispositions de l'article 41 du règlement CACM, le 10 janvier 2023 ;
  - l'amendement de la méthodologie déterminant les régions de calcul de capacité, en application des dispositions de l'article 15 du règlement CACM, le 31 mars 2023 ; et
  - l'amendement de la méthodologie portant sur les échanges planifiés résultant du couplage unique journalier, en application des dispositions de l'article 43 du règlement CACM, le 30 mai 2023.
- à la suite d'un désaccord entre les autorités de régulation régionales concernées, l'ensemble des régulateurs européens, sous l'égide de l'ACER, a approuvé les méthodologies régionales suivantes concernant la France :

<sup>82</sup> Délibération de la CRE du 19 janvier 2022 portant adoption de la méthodologie pour la répartition des coûts du *redispatching* et des échanges de contrepartie dans la région Italie Nord

<sup>83</sup> Délibération de la CRE du 27 janvier 2022 portant approbation d'un amendement de la méthodologie de calcul de capacité aux échéances journalière et infra journalière dans la région Europe du sud-ouest

<sup>84</sup> Délibération de la CRE du 14 avril 2022 portant approbation d'un amendement des procédures de repli en cas de défaillance du couplage unique journalier pour les régions Core, Europe du sud-ouest et Italie Nord

- l'amendement de la méthodologie de calcul de capacité infra journalière de la région Core, en application des dispositions des articles 9 et 20 du règlement CACM, le 19 avril 2022.

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

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

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

- Au niveau européen :
  - exigences concernant la plateforme d'allocation unique, conformément à l'article 49 du règlement FCA, et méthodologie pour le partage des coûts entraînés par l'établissement, le développement et le fonctionnement de la plateforme d'allocation unique, conformément à l'article 59 du règlement FCA (décision de la CRE du 12 octobre 2017, décision de l'ACER du 22 mars 2023) ;
  - méthodologie pour la fourniture de données sur la production et la consommation, conformément à l'article 17 du règlement FCA (décision de la CRE du 6 décembre 2017) ;
  - méthodologie pour le modèle de réseau commun, conformément à l'article 18 du règlement FCA (décision de la CRE du 11 juillet 2018) ;
  - méthodologie pour la répartition du revenu de congestion, conformément à l'article 57 du règlement FCA (décision de la CRE du 13 juin 2019, décision de l'ACER du 22 mars 2023) ;
  - méthodologie pour le partage des coûts encourus afin de garantir la fermeté et la rémunération des droits de transport à long terme, conformément à l'article 61 du règlement FCA (décision de l'ACER du 23 octobre 2020 puis décision de l'ACER du 4 octobre 2021, décision de l'ACER du 22 mars 2023).
- Ou au niveau régional :
  - annexes régionales aux règles d'allocation harmonisées, conformément à l'article 52 du règlement FCA (décision de la CRE du 12 octobre 2017 pour les régions Manche, Europe du Sud-Ouest, Italie Nord et Core, décision de la CRE du 6 décembre 2018 pour la région Europe du Sud-Ouest, décision de la CRE du 4 avril 2019 pour les régions Manche et Core, décision de la CRE du 17 octobre 2019 pour la région Core, cette dernière amendée le 16 décembre 2021, décision de la CRE du 12 novembre 2020 pour la frontière France-Angleterre) ;
  - conception régionale des droits de transport à long terme, conformément à l'article 31 du règlement FCA (décisions de la CRE du 12 octobre 2017 pour les régions Europe du sud-ouest, Italie Nord et Core, cette dernière amendée le 12 juillet 2020) ;
  - méthodologies de calcul de la capacité pour les échéances de long terme pour la région Europe du Sud-Ouest (décision de la CRE du 5 mars 2020), Italie Nord (décision de la CRE du 15 décembre 2020) et Core (décision de l'ACER du 3 novembre 2021), conformément à l'article 10 du règlement FCA ;
  - méthodologies de répartition de la capacité pour les échéances de long terme pour la région Europe du Sud-Ouest (décision de la CRE du 5 mars 2020), Core (décision de la CRE du 30 juillet 2020, décision de la CRE du 11 mai 2023) et Italie Nord (décision de la CRE du 15 décembre 2020), conformément à l'article 16 du règlement FCA.

Par ailleurs, en l'absence d'accord unanime des autorités de régulation, les principes communs applicables à tous les gestionnaires de réseaux de transport visés des 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 subséquentement modifiée par la décision de l'ACER du 29 octobre 2019 et par la décision de l'ACER du 29 novembre 2021. L'intégralité des méthodologies prévues par le règlement FCA a été approuvée.

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

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

- le règlement (UE) 2016/631 du 14 avril 2016 *établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité*, entré en vigueur le 17 mai 2016 ;

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

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

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

Le ministre de l'Énergie est compétent pour approuver par arrêté certaines prescriptions techniques relatives aux conditions de raccordement aux réseaux publics d'électricité, après avis de la CRE. Cet arrêté a été adopté le 9 juin 2020 par le ministre chargé de l'énergie et publié le 25 juin 2020 au Journal officiel de la République française.

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

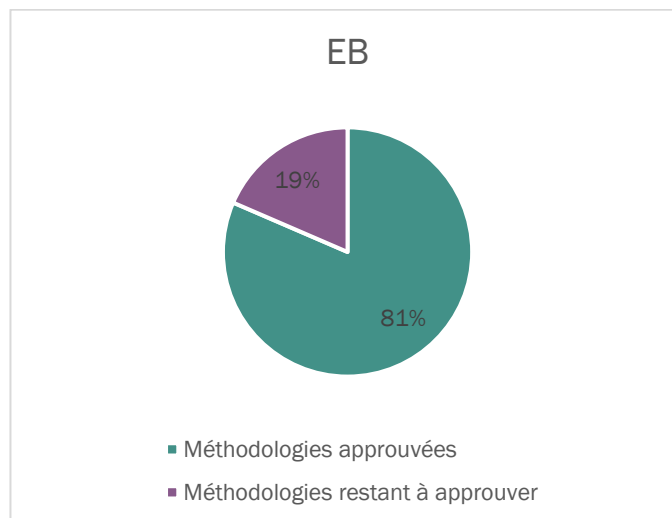
Par une délibération en date du 16 juillet 2020<sup>85</sup>, la CRE a décidé, sur la base de critères fixés par le ministre chargé de l'énergie dans l'arrêté précité, quelles exigences des codes de raccordement sont applicables à la suite d'une modification substantielle d'une unité de production, d'une installation de production ou de consommation, d'un réseau de distribution ou d'un système en courant continu et si la convention de raccordement jusqu'alors applicable doit être modifiée ou si l'établissement d'une nouvelle convention de raccordement est requis.

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

La CRE a accordé, conformément à l'article 62 du règlement (UE) 2016/631, des dérogations à certaines exigences de ce règlement à 4 propriétaires d'installations de production d'électricité par 3 délibérations en date du 28 octobre 2021<sup>86</sup> et une délibération en date du 13 décembre 2022<sup>87</sup>.

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

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



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

<sup>85</sup> Délibération de la CRE du 16 juillet 2020 portant décision relative aux installations, réseaux et systèmes faisant l'objet de modifications au sens des articles 4 des règlements (UE) 2016/631, 2016/1388 et 2016/1447 de la Commission

<sup>86</sup> Délibération de la CRE du 28 octobre 2021 portant décision d'octroi des dérogations à certaines exigences du règlement (UE) 2016/631 pour la société B+T Energie France SAS ; Délibération de la CRE du 28 octobre 2021 portant décision d'octroi des dérogations à certaines exigences du règlement (UE) 2016/631 pour la société SAICA Paper France ; Délibération de la CRE du 28 octobre 2021 portant décision d'octroi des dérogations à certaines exigences du règlement (UE) 2016/631 pour la société Green Valley Energy

<sup>87</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 13 décembre 2022 portant décision d'octroi des dérogations à certaines exigences du règlement (UE) 2016/631 pour la société Reservoir Sun

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

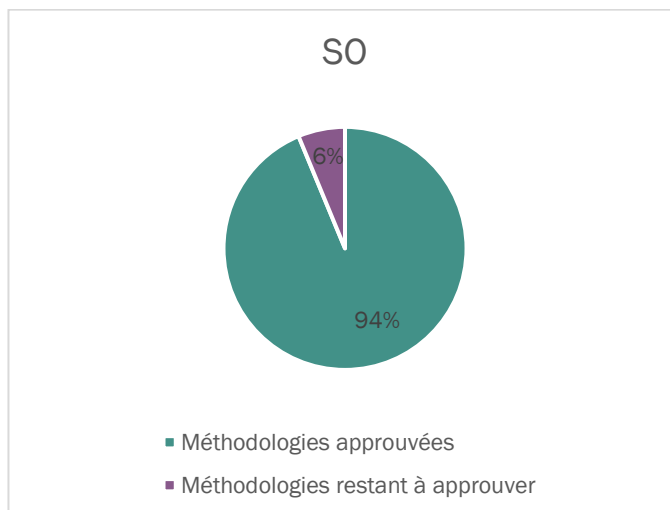
Trois méthodologies adoptées précédemment ont fait l'objet d'amendements en 2022 et au 1<sup>er</sup> semestre 2023 :

- méthodologie relative à la fixation du prix de l'énergie d'équilibrage et de la capacité entre zones utilisées pour l'échange d'énergie d'équilibrage ou pour la mise en œuvre du processus de compensation des déséquilibres (article 30) le 26 janvier 2022 ;
- méthodologie établissant des règles communes pour l'échange et la contractualisation de réserve primaire (article 33) le 28 avril 2022 ;
- méthodologie relative au cadre de mise en œuvre de la plateforme européenne pour l'échange d'énergie d'équilibrage à partir des réserves de remplacement le 6 avril 2023.

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

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

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



Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2022, la CRE a approuvé, en accord avec l'ensemble des autorités de régulations européennes concernées :

- la méthodologie amendée relative à la coordination de la sécurité d'exploitation dans la région de calcul de capacité Italie Nord, en application de l'article 76 du règlement SOGL, le 19 janvier 2022<sup>88</sup> ; et
- la proposition d'amendement de la définition des blocs de réglage fréquence-puissance pour la zone synchrone Europe continentale, en application de l'article 141 du règlement SOGL, le 24 mars 2022<sup>89</sup>.

En outre, en application de l'article 36 du règlement (UE) 2019/943 du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, l'ACER a approuvé le 7 avril 2022 la proposition de définition des régions d'exploitation du réseau. A la suite de cette nouvelle décision de l'ACER, en application de l'article 35 du règlement (UE) 2019/943 du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité, la CRE a approuvé le 30 juin 2022, en accord avec l'ensemble des autorités de régulation concernées, la proposition amendée de création des centres de coordination régionaux de la région d'exploitation du réseau Europe Centrale<sup>90</sup> ainsi que la proposition de création du centre de coordination régional de la région d'exploitation du réseau Sud-Ouest<sup>91</sup>.

<sup>88</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 19 janvier 2022 portant adoption de la méthodologie pour la coordination de la sécurité d'exploitation dans la région Italie Nord

<sup>89</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 24 mars 2022 portant adoption de la proposition d'amendement de la définition des blocs de réglage fréquence-puissance pour la zone synchrone Europe continentale

<sup>90</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 30 juin 2022 portant approbation de la proposition amendée de création des centres de coordination régionaux de la région d'exploitation du réseau Europe Centrale

<sup>91</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 30 juin 2022 portant approbation de la proposition de création du centre de coordination régional de la région d'exploitation du réseau Sud-Ouest

## 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 2022 a été marquée par un net recul de la consommation électrique française par rapport à l'année 2021. La consommation brute en 2022 s'est établie à 453 TWh, soit une baisse de 4 % par rapport à 2021 (472 TWh). Cette baisse est la conjonction de deux effets qui s'additionnent : le climat très doux observé en 2022 d'une part, la réaction de la demande aux prix à terme très élevés observés pour l'hiver 2022-2023 (4<sup>ème</sup> trimestre 2022 et 1<sup>er</sup> trimestre 2023).

La consommation corrigée de la température<sup>92</sup> par RTE en France en 2022 est également en diminution par rapport à l'année 2021, s'établissant à environ 459 TWh<sup>93</sup> (467 TWh en 2021), soit une baisse de 1,7 %. La consommation corrigée en 2022 est même en recul par rapport à 2020, année fortement touchée par les mesures sanitaires et la baisse de l'activité économique. Cette baisse de la consommation corrigée en 2022 peut s'expliquer par l'effet des prix très élevés sur les entreprises et les collectivités, ainsi que la sensibilisation faite par les pouvoirs publics pour les consommateurs non exposés à la hausse des prix, encourageant les efforts de sobriété énergétique.

La puissance installée en France s'élevait à 144,3 GW au 31 décembre 2022, contre 139,1 GW l'année précédente, soit une augmentation de 3,7 %. En particulier, l'année 2022 a été marquée par l'augmentation du parc solaire (+ 2,7 GW), soit une hausse de 20 % du parc installé par rapport à fin 2021, ainsi que par la mise en service du premier parc éolien en mer en France à Saint-Nazaire (0,5 GW) mais aussi l'arrivée d'une unité de production fossile, la centrale à cycle combiné gaz de Landivisau (0,4 GW).

Outre EDF, qui exploite plus de 70 % de la puissance installée du parc français, les deux autres producteurs significatifs sont Engie et Total Energies.

Ces trois producteurs détenant au total plus de 80 % de la puissance installée, la production d'électricité en France reste donc un marché très concentré.

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

**Figure 7 Structure du marché français en 2022**

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, SHER) Petits producteurs indépendants
Charbon	2	EDF, Gazel Energie
Turbine à Combustion	1	EDF

La production du parc nucléaire français a fortement baissé en 2022 par rapport aux années précédentes, avec un volume produit de 279 TWh (soit 62,7 % de la production totale) contre 360,7 TWh en 2021. Ce faible niveau de production s'explique par la disponibilité historiquement faible du parc nucléaire au cours de l'année. La différence avec les années précédentes est particulièrement prononcée en été, où se concentrent les arrêts pour maintenance et inspections liées aux phénomènes de corrosion sous contrainte. La concentration des arrêts lors de l'été permet de maximiser la disponibilité en hiver. En particulier, la disponibilité a atteint un plus bas historique de 21,7 GW le

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

<sup>93</sup> Voir [bilan électrique RTE 2022](#)

28 août 2022, avec 65 % du parc nucléaire à l'arrêt, avant de remonter vers la fin de l'année, avec une disponibilité moyenne de 39,4 GW en décembre (36 % de la flotte à l'arrêt)<sup>94</sup>.

En 2022, la production thermique à flamme, principalement issue de la filière gaz, a connu une forte augmentation (+ 30 % par rapport à 2021 et + 25 % par rapport à 2020), atteignant un total de 42 TWh. Cette hausse de production s'explique en partie par la baisse de la production nucléaire, qui a été partiellement compensée par des importations accrues et la production des centrales à gaz.

Malgré le développement du parc éolien et solaire, la production des filières renouvelables (hors hydroélectrique) n'augmente que légèrement en 2022, s'établissant à 64,6 TWh, contre 60 TWh en 2021. La principale raison de cette faible augmentation de la production est la baisse du facteur de charge de l'éolien qui s'est établi à 21,6 % en 2022 (38 TWh) contre 23,2 % (36 TWh) en 2021 et 26,6 % en 2020. Ainsi, la production de la filière éolienne n'augmente que de 5 % malgré la croissance du parc de 13 %. La filière solaire a, au contraire, vu son facteur de charge augmenter (14,6 % contre 13,9 % en 2021). La croissance importante du parc a permis une hausse de la production de 30 % (18 TWh).

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

Il existe en France des références de prix *day-ahead* (*spot*) représentatives et sur lesquelles s'appuient les acteurs de marché. S'il n'y a pas de pool obligatoire en *day-ahead*, il existe néanmoins plusieurs plateformes sur lesquelles les acteurs de marché peuvent échanger ce type de produits. Deux bourses d'électricité se partagent le marché français : EPEX SPOT et Nord Pool<sup>95</sup>. Le prix issu de l'enchère journalière est un prix horaire (enchère journalière unique appariant les offres d'achat et de vente et allouant conjointement les capacités transfrontalières).

Le prix *spot* base moyen pour l'année 2022 a connu une hausse exceptionnelle par rapport à 2021 pour s'établir à 275,9 €/MWh en moyenne sur l'année, soit une hausse de 153 % par rapport à 2021, (109,2 €/MWh) et de 600 % par rapport à 2019, une année plus normale. Un niveau aussi haut n'avait jamais été atteint.

### 2.2.1.3 Les marchés organisés

Au cours de l'année 2022, 219 responsables d'équilibre étaient présents sur le marché de gros français. Par ailleurs, 112 responsables d'équilibre étaient présents sur les bourses.

Parmi les volumes d'électricité commercialisés en 2022 sur les bourses (EPEX SPOT, Nord Pool et EEX) :

- Les volumes échangés pour les produits intrajournaliers sont en hausse, avec des volumes échangés augmentant de 13 TWh en 2021 à 15 TWh en 2022 ;
- Les volumes échangés pour les produits *day-ahead* diminuent de 18 % passant de 182 TWh en 2021 à 149 TWh en 2022 ;
- Les volumes traités sur les produits *futures* ont diminué : 109 TWh ont été négociés sur EEX en 2022, soit une baisse de 35 % par rapport à 2021.

### 2.2.1.4 Le marché gré-à-gré

L'essentiel des transactions sur le marché français est réalisé de gré-à-gré (OTC). Le marché OTC est constitué d'un segment direct (ou bilatéral direct) et d'un segment intermédié, c'est-à-dire couvrant les négociations conclues par l'intermédiaire des sociétés de courtage (ou *brokers*). Dans le cadre de ses activités de surveillance des marchés de gros de l'électricité et du gaz, la CRE reçoit régulièrement des données de la part de courtiers (prix, volumes, contreparties, etc.).

Sur le segment OTC intermédié, en 2022, une dizaine de courtiers étaient actifs sur le marché de gros français de l'électricité, servant d'intermédiaires à 147 acteurs intervenant sur le marché français. Sur ce segment de marché, il a été constaté que :

- les volumes négociés avec une période de livraison inférieure ou égale à une journée en continu ont reculé (- 56 %) en un an, pour s'établir à 13 TWh en 2022 ;
- les volumes traités sur les marchés à terme sont en baisse : 465 TWh de *forward* ont été négociés sur l'OTC intermédié en 2022 contre 631 TWh en 2021 (- 26 %).

Une mesure de la liquidité des marchés intermédiés est donnée par les écarts entre les offres à l'achat et les offres à la vente (*Bid-Ask spread*). La valeur moyenne de ce différentiel en 2022 pour des produits avec différentes périodes de livraison est présentée dans le tableau ci-dessous.

<sup>94</sup> Bilan électrique 2022 de RTE

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



**Figure 8 Différentiel moyen entre les offres à l'achat et les offres à la vente selon la période de livraison en 2022**

Différentiel <i>bid-ask</i> en €/MWh	Daily		Monthly		Quarterly		Yearly	
	base	pointe	base	pointe	base	Pointe	base	pointe
	0,23	0,30	0,85	0,3	0,82	0,95	0,87	0,92

Source : Heren – Analyse : CRE

### 2.2.1.5 Le négoce transfrontalier

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

Les marchés de l'électricité en Europe sont souvent considérés comme nationaux. Cependant, les interconnexions entre pays pouvant permettre l'émergence de marchés supranationaux, il s'agit de déterminer si la France est incluse dans un marché plus large. Trois critères (capacités d'interconnexion au regard de la capacité de production installée, existence de congestion sur les interconnexions, et proximité et corrélation entre les prix dans les différentes zones) peuvent être utilisés pour déterminer un marché géographique. Il est à noter que ces indicateurs, bien qu'analysés individuellement, sont corrélés : avec une importante capacité d'interconnexion disponible, les congestions devraient être limitées, et par conséquent, les prix très corrélés.

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

Le tableau suivant donne les *maxima* d'import et d'export à chaque interconnexion et représente donc une estimation des capacités d'interconnexion sur les différentes frontières en 2022.

**Figure 9 Maximum des échanges entre la France et ses pays voisins en 2022 (en MW)**

	Grande-Bretagne	Espagne	Italie	Suisse	CWE (Allemagne-Belgique)	Echanges physiques globaux <sup>96</sup>
Import	3028	3515	1495	2300	10701	13337
En % du parc installé français	2,1%	2,4%	1,0%	1,6%	7,4%	9,2%
Export	3028	3746	4317	3700	8488	11999
En % du parc installé français	2,1%	2,6%	3,0%	2,6%	5,9%	8,3%

Source : RTE – Analyse CRE

Les capacités d'interconnexion à l'export entre la France et les pays voisins représentent l'équivalent de plus de 12 % des capacités de production installées en France. Ce pourcentage est conforme au critère publié dans les conclusions du Conseil européen de Barcelone de mars 2002 visant à établir le niveau d'interconnexion des pays à 10 % de la capacité installée. La France étant nettement plus exportatrice qu'importatrice, le chiffre du maximum d'imports physiques globaux réalisés ne représente pas la capacité maximale d'importation de la France.

Pour les échanges avec le Royaume-Uni, la Suisse, l'Italie et l'Espagne, les capacités transfrontalières sont calculées par frontière avant le calcul de capacité (méthode « *Net Transfer Capacity* ») par les gestionnaires de réseau de chaque côté de la frontière en amont. La valeur minimale entre celles calculées par les deux gestionnaires de réseau est retenue. Les règles de fonctionnement des interconnexions avec le Royaume-Uni ont dû être adaptées en 2020, en vue du Brexit, permettant la poursuite des échanges d'électricité entre les deux pays au 1<sup>er</sup> janvier 2021, malgré la sortie du Royaume-Uni du marché intérieur de l'électricité.

Pour les échanges avec la Belgique et l'Allemagne en revanche, les calculs sont coordonnés au sein d'une zone, la zone « *Central Western Europe* ». Ils sont effectués selon une méthode fondée sur les flux (également appelée « *Flow-Based* ») qui alloue conjointement les capacités de transport et les flux d'électricité afin de donner priorité aux zones qui en ont le plus besoin. Ici, le calcul ne s'effectue pas aux frontières avec chaque pays mais de manière optimisée au sein de la zone de calcul de capacité deux jours avant l'échéance. En 2022, la France a échangé jusqu'à 1,9 TWh à l'exportation et 29,3 TWh à l'importation avec la Belgique et l'Allemagne.

La France observe de manière exceptionnelle un solde commercial des échanges aux frontières importateur en 2022 de 16 TWh, par différence à un solde exportateur en 2020 (43,2 TWh) et 2021 (43,1 TWh). Ce retournement s'explique par la faible disponibilité des capacités nucléaires et hydrauliques.

<sup>96</sup> Somme des échanges physiques à toutes les interconnexions françaises

- **Les congestions aux frontières françaises**

Le travail mené au sein des initiatives régionales accélère l'intégration des marchés et élargit la délimitation des marchés pertinents en améliorant la gestion des congestions. Depuis la mise en œuvre du couplage des marchés fondés sur les flux (*flow-based*) en mai 2015 dans la région Centre-Ouest Europe (CWE, qui regroupe l'Allemagne, la Belgique, la France, les Pays-Bas et le Luxembourg), la capacité d'échange aux frontières avec l'Allemagne et la Belgique est maintenant calculée et allouée de façon dynamique en prenant en compte le bénéfice économique engendré par les flux. Le mécanisme de couplage des marchés journaliers, progressivement étendu à l'ensemble de l'Union européenne et couvrant aujourd'hui les marchés correspondant à 99 % de la consommation dans l'Union, permet une utilisation optimale des capacités d'interconnexion (à 100 % dans le sens du différentiel de prix), et par conséquent une convergence accrue des prix entre la France et les pays frontaliers (par rapport à une allocation par enchères explicites, sans couplage).

Depuis 2006, la CRE a joué un rôle moteur pour l'intégration des marchés électriques et le couplage avec d'autres marchés européens. Le couplage des marchés est désormais devenu un mécanisme européen, mis en œuvre dans tous les pays électriquement connectés de l'Union européenne depuis juin 2021.

En 2022, la convergence des prix est globalement en baisse par rapport à 2021. Les taux de convergence sont en baisse entre la France et la Belgique (35 % en moyenne en 2022 contre 51 % en 2021), l'Allemagne (34 % en moyenne en 2022 contre 49 % en 2021) et l'Espagne (27 % en moyenne en 2022 contre 35 % en 2021), tandis qu'ils ont augmenté entre la France et l'Italie (38 % en moyenne en 2022 contre 31 % en 2021).

On note que la convergence 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.

Cette baisse de la convergence du prix français par rapport à ses voisins peut s'expliquer par la plus grande volatilité des prix en 2022 en lien avec la hausse des prix *spot* en Europe. De plus, le système de production électrique français a été plus tendu que celui de ses voisins européens, du fait de la faible production nucléaire. La France a dû recourir à davantage d'importations en provenance de ses voisins et à une utilisation accrue de moyens de production à coût variable élevé. Cette situation a contribué au renchérissement du prix français par rapport à ses voisins (voir *infra*), dès lors que les capacités d'importation vers la France étaient saturées.

- **Corrélation et proximité des prix**

Le tableau suivant montre les corrélations de prix *spot* entre la France et les pays frontaliers.

**Figure 10** Corrélation des prix entre la France et ses pays voisins (spot J+1)

Produit spot (J+1) base Corrélation des prix						
Année	Allemagne – France (EPEX SPOT – EPEX SPOT)	Espagne – France (Omel – EPEX SPOT)	Grande Bre- tagne – France (Heren- EPEX SPOT)	Italie – France (IPEX – EPEX SPOT)	Belgique – France (Belpex – EPEX SPOT)	Suisse – France (Swissix – EPEX SPOT)
2004	91 %	61 %	53 %	50 %		
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 %

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

2011 \* : hors découplage du 28/02/11

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

Source : EPEX SPOT, ENTSOE – Analyse CRE

En 2022, la corrélation des prix français a chuté avec les pays voisins, à l'exception du Royaume-Uni. L'effondrement de la corrélation entre 2021 et 2022 avec l'Espagne s'explique par la mise en place du mécanisme « ibérique » de plafonnement des prix du gaz pour la production d'électricité en Espagne et au Portugal.

- **Les différentiels de prix**

Les différentiels de prix spot augmentent en 2022 par rapport à l'année précédente sur toutes les frontières, à l'exception de la frontière franco-suisse.

**Figure 11 Ecart de prix moyen entre la France et les pays voisins (spot J+1)**

Produit spot (J+1) base : Écart de prix moyen (en €/MWh)						
Année	Allemagne - France (EPEX SPOT - EPEX SPOT)	Espagne - France (Omel - EPEX SPOT)	Grande Bretagne - France (Heren - EPEX SPOT)	Italie - France (IPEX - EPEX SPOT)	Belgique - France (Belpex - EPEX SPOT)	Suisse - France (Swissix - EPEX SPOT)
2004	0,4	-0,2	4,7	24,2		
2005	-0,7	7,0	8,6	11,8		
2006	1,5	1,2	9,8	25,0		
2007	-2,8	-1,7	1,3	30,1	0,9	5,1
2008	-3,4	-4,8	21,1	18,0	1,5	5,3
2009	-4,2	-6,1	-1,8	20,7	-3,7	4,9
2009*	-2,7	-4,5	-0,3	22,2	-2,2	6,4
2010	-3,0	-10,5	0,5	16,6	-1,2	3,5
2011	2,3	1,0	6,19	23,3	0,5	7,2
2012	-4,3	0,3	8,4	28,6	0,0	2,6
2012*	-3,5	1,1	9,2	29,2	0,7	3,2
2013	-5,5	1,1	15,8	19,8	4,21	1,5
2014	-1,9	7,4	17,9	17,9	6,2	2,2
2015	-6,8	11,8	17,2	13,8	6,2	1,8
2016	-7,7	2,9	12,4	6,2	-0,1	1,2
2017	-10,9	7,3	6,8	8,3	-0,7	1
2018	-5,5	7,1	14,7	11,1	5,1	2
2019	-1,8	8,2	3,3	11,8	-0,1	1,5
2020	-1,7	1,8	3,1	5,6	-0,3	1,8
2021	-12,3	2,8	28,4	16,1	-5,1	5,8
2022	-40,43	-108,38	-34,27	31,96	-31,35	5,78

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

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

Source : ENTSOE - Analyse CRE

A l'exception de la Suisse, les écarts des prix français avec ceux des pays voisins se sont accrus. Le mécanisme « ibérique » a créé un niveau d'écart de prix négatif inédit entre l'Espagne et la France excédant la barre des 100 €/MWh.

**Figure 12 Ecart de prix moyen entre la France et l'Allemagne (future annuel Y+1)**

Produit future annuel (Y+1) base : Ecart de prix moyen (en €/MWh)	
Année	Allemagne - France (EEX)
2006	-1,4
2007	1,43
2008	-3,72
2009	-2,55
2010	-2,08
2011	0,5
2012	-0,87
2013	-4,22
2014	-7,33
2015	-7,19
2016	-6,76
2017	-5,86
2018	-4,84
2019	-2,71
2020	-4,38
2021	-5,9
2022	-28,21

Source : EEX – Analyse CRE

Pour les produits à livraison financière, les prix de règlement sont évalués quotidiennement jusqu'au dernier jour de livraison du contrat et correspondent *in fine* à la moyenne des prix spots réalisés sur la période de livraison du contrat. Ces contrats sont utilisés par les acteurs du marché pour se couvrir contre les risques de variation des prix. Par exemple, il s'agit pour un producteur de « sécuriser » un volume et un prix avant la livraison, ou encore, pour un fournisseur, de déterminer un prix de fourniture aux consommateurs ou « sécuriser » une marge de fourniture. A plus long terme, les prix à terme sont un signal à l'investissement et peuvent servir de référence dans la négociation de contrats long terme.

Les marchés à terme ont été fortement touchés par la crise énergétique en 2022. Les prix à terme pour livraison en 2023 et particulièrement ceux pour livraison pendant l'hiver 2022-2023 ont été marqués par une hausse exceptionnelle, dépassant largement les niveaux observés dans les autres pays européens.

La hausse des prix à terme de l'électricité en 2022 reflète la conjonction de deux crises d'une ampleur inédite :

- la première concerne la sécurité d'approvisionnement européenne en gaz pour l'hiver 2022-2023, du fait de la forte baisse des livraisons par gazoducs d'un de ses principaux fournisseurs, Gazprom. Depuis l'invasion de l'Ukraine par la Russie, la menace d'un arrêt complet des importations de gaz russe pèse directement sur les marchés, générant des craintes de pénuries pour l'hiver 2022-2023.
- la seconde concerne plus directement la France du fait de l'état de son parc nucléaire, affecté par l'arrêt de nombreux réacteurs. La découverte de phénomènes de corrosion sous contrainte fin 2021 a conduit à de nombreuses mises à l'arrêt. EDF devant réaliser des mesures de contrôles et de réparations supplémentaires et inédites, cela a généré une plus grande incertitude sur sa capacité à remettre en service les centrales concernées avant l'hiver 2022-2023.

Les prix ont dans un premier temps particulièrement augmenté en première partie d'année pour atteindre un point culminant à l'été 2022 (pic à 1 130 €/MWh atteint le 26 août 2022 sur le contrat annuel 2023), tandis que les craintes pour la sécurité d'approvisionnement pour l'hiver 2022-2023 étaient au plus haut.

Les prix se sont progressivement détendus à partir de l'automne tout en restant à un niveau très élevé jusqu'à début décembre, avant de baisser rapidement en fin d'année, tandis que la situation était perçue comme moins risquée par les acteurs de marché, grâce au retour en service du parc nucléaire, ainsi qu'à la détente du marché du gaz, à la baisse de la consommation et aux premiers résultats visibles des efforts de sobriété.

### 2.2.1.5.2 Les transactions aux frontières en 2022

La production totale d'électricité en France, toutes filières confondues, se situe très en dessous des valeurs historiques pour s'établir à 445 TWh<sup>97</sup> (- 10 % par rapport à 2020 et -15 % par rapport à 2021). La baisse de la production par rapport à 2021 est forte pour le parc nucléaire (-81 TWh) mais également pour l'hydraulique (-12 TWh).

La France observe de manière exceptionnelle un solde commercial des échanges aux frontières importateur en 2022 de 16 TWh, par différence à un solde exportateur en 2020 (43,2 TWh) et 2021 (43,1 TWh). Le solde exportateur a été observé seulement à la frontière avec l'Italie et avec la Suisse.

<sup>97</sup> Bilan électrique 2022, RTE

- **France-CWE (Allemagne et Belgique)**

Le marché français a été importateur net depuis la zone CWE d'environ 27,5 TWh en 2022.

**Figure 13 Transactions à l'interconnexion France – CWE en 2022**

Importations et exportations brutes à l'interconnexion France – CWE (TWh)



Données : RTE – Analyse : CRE

- **France-Grande-Bretagne**

Le marché français a été importateur net d'environ 9,9 TWh en 2022.

**Figure 14 Transactions à l'interconnexion France – Grande-Bretagne en 2022**

Importations et exportations brutes à l'interconnexion France - Grande-Bretagne (TWh)

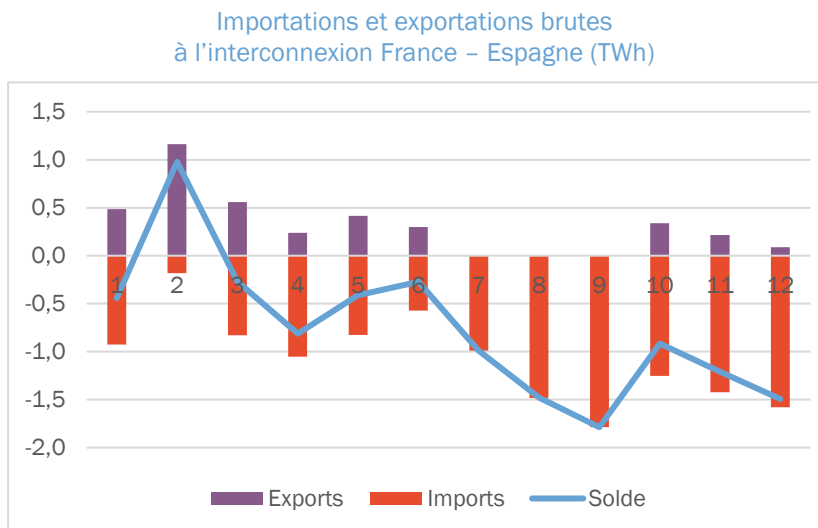


Données : RTE – Analyse : CRE

- **France-Espagne**

Le marché français a été importateur net vers l'Espagne d'environ 9,1 TWh en 2022. A l'exception du mois de février, la France a eu un solde importateur net tous les autres mois de l'année.

**Figure 15 Transactions à l'interconnexion France - Espagne en 2022**

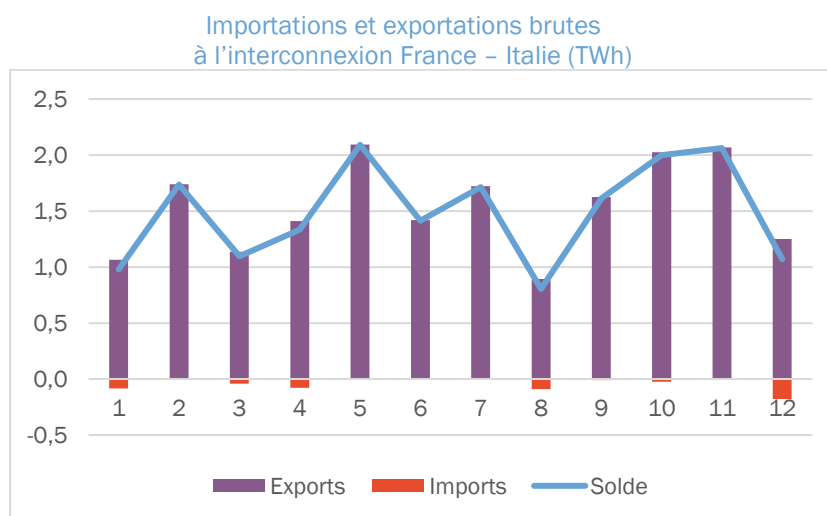


Données : RTE - Analyse : CRE

- **France-Italie**

Le marché français reste fortement exportateur net vers l'Italie d'environ 17,9 TWh en 2022, soit un solde relativement stable.

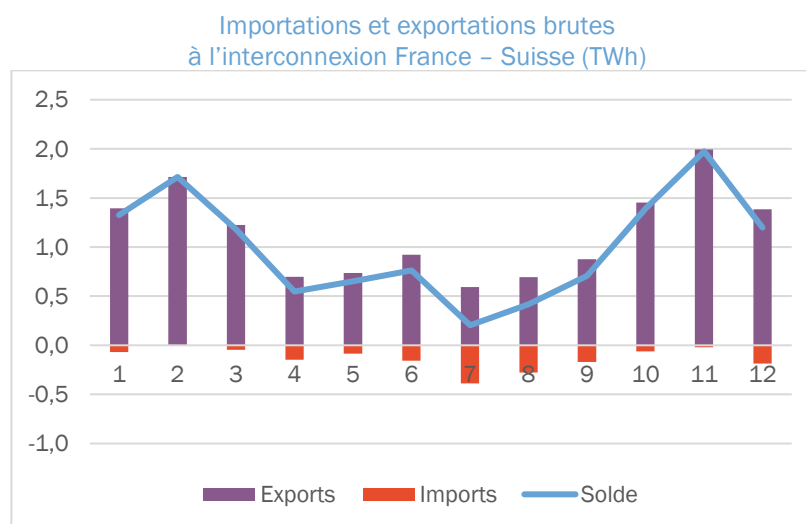
**Figure 16 Transactions à l'interconnexion France - Italie en 2022**



Données : RTE - Analyse : CRE

- **France-Suisse**

Le marché français a été exportateur net vers la Suisse d'environ 12,1 TWh en 2022 contre 15,6 TWh en 2021, soit une baisse de 22 % entre 2022 et 2021.

**Figure 17 Transactions à l'interconnexion France – Suisse en 2022**

Données : RTE – Analyse : CRE

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

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

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

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

Les allocations aux fournisseurs des volumes d'électricité à prix régulé sont mises en œuvre par la CRE et s'effectuent, pour ce qui concerne la fourniture des consommateurs finals, dans la limite du volume global maximal annuel aujourd'hui fixé à 100 TWh. 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 1<sup>er</sup> janvier 2012 à 42 €/MWh (hors volumes additionnels cédés en 2022, cf. *infra*). Depuis l'entrée en vigueur du mécanisme de capacité en 2017, la livraison à un fournisseur d'un ruban d'1 MW d'électricité au titre de l'ARENH s'accompagne de la cession d'1 MW de garanties de capacité.

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

Un système de complément de prix, également mis en œuvre par la CRE, permet ensuite de contrôler l'éventuel bénéfice que certains fournisseurs auraient pu tirer de volumes dits « excédentaires » d'électricité à prix régulé, c'est-à-dire des volumes qui dépasseraient le droit ARENH conféré par la consommation effective de leur portefeuille de clients. Ce complément de prix est ainsi composé d'un terme « CP1 » ayant vocation à neutraliser les éventuelles opportunités économiques liées à la revente de ces quantités excédentaires, et d'un terme « CP2 », tenant compte d'une marge de tolérance, qui permet de pénaliser les demandes excessives. Les montants collectés au titre du terme « CP1 » sont, en cas d'atteinte du volume global maximal, redistribués aux fournisseurs selon une répartition visant à compenser chacun de la perte subie du fait de l'écêtement consécutif à la demande excédentaire des autres fournisseurs. Ce mécanisme purement financier est mis en œuvre l'année suivant l'année de livraison concernée.

La CRE avait publié le 22 juillet 2020<sup>98</sup> 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.

<sup>98</sup> 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



### 2.2.1.6.2 Les volumes ARENH en 2022

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. Le volume d'ARENH demandé à destination des consommateurs finals a ainsi atteint 160,05 TWh pour l'année de livraison 2022, auxquelles s'ajoutaient 26,4 TWh au titre des pertes des gestionnaires de réseaux. Conformément au plafond fixé pour l'ARENH (cf. *supra*), la CRE a procédé à un écrêtement des demandes à hauteur de 37,52 % pour les livraisons en 2022.

Lors de son contrôle ex-post au titre du calcul du complément de prix portant sur l'année 2022, la CRE a constaté une demande excédentaire globale d'environ 8,9 TWh, soit 5,6 % de la demande totale initialement formulée par les fournisseurs alternatifs. A ce titre, 1,6 Md€ 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, 14 fournisseurs ont été pénalisés d'un terme « CP2 » au motif d'une demande excessive, pour un total d'environ 22 M€.

La demande totale formulée par les fournisseurs pour l'année 2023 est en légère baisse par rapport à l'année précédente. 148,30 TWh d'ARENH (après retraitements de certaines demandes par la CRE, cf. *infra*) ont été demandés pour la fourniture des consommateurs finals, entraînant un écrêtement des demandes à hauteur de 36,57%. En conséquence, 100 TWh d'ARENH ont été alloués en décembre 2022 pour l'année 2023, auxquels s'ajoutent 26,6 TWh d'ARENH à destination des gestionnaires de réseaux pour leurs pertes.

### 2.2.1.6.3 Mise en œuvre de volumes d'ARENH additionnels

Le Gouvernement français a annoncé en début d'année 2022 un ensemble de mesures visant à limiter les effets sur le consommateur final de la hausse des prix de l'électricité sur les marchés de gros. L'une de ces mesures consistait à rehausser le volume global maximal d'électricité pouvant être cédé par EDF aux fournisseurs alternatifs dans le cadre de l'ARENH. A titre exceptionnel, 20 TWh additionnels d'électricité à prix régulé pouvaient être cédés à compter du 1<sup>er</sup> avril 2022.

Ces volumes additionnels d'ARENH ont été alloués sur la base des dossiers de demande d'ARENH déposés par les fournisseurs lors du guichet s'étant clos en novembre 2021. Les volumes d'ARENH additionnels ont été cédés par EDF au prix de 46,2 €/MWh.

La CRE a notifié un total de 19,5 TWh d'ARENH additionnels, sur les 20 TWh supplémentaires pouvant être cédés à titre exceptionnel par EDF pour 2022 (certains fournisseurs ayant décidé de renoncer à leur allocation de volumes additionnels).

### 2.2.1.6.4 Nouvelles compétences de contrôle du dispositif ARENH par la CRE

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

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

La CRE a précisé les critères utilisés pour procéder, le cas échéant, à la correction d'une demande d'un fournisseur dans sa délibération du 10 novembre 2022<sup>99</sup>.

La CRE a corrigé la quantité de produit théorique de 14 fournisseurs pour un total de 0,56 TWh, avec des corrections pouvant aller jusqu'à 87% de la quantité de produit théorique initialement demandée.

### 2.2.1.7 La surveillance du marché de gros

#### 2.2.1.7.1 Les enjeux de la surveillance

La mission de surveillance des marchés de gros de l'énergie s'inscrit dans le cadre du règlement (UE) n° 1227/2011 du Parlement européen et du Conseil du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie, dit REMIT, qui organise la surveillance des marchés de gros de l'énergie, interdit les abus de marché et oblige les acteurs de marché à publier les informations privilégiées qu'ils détiennent. REMIT confie la supervision des marchés au niveau européen à l'ACER, en coopération avec les régulateurs nationaux qui sont en charge des enquêtes et des sanctions au plan national.

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*

<sup>99</sup> Délibération de la CRE du 10 novembre 2022 portant décision sur la méthode de répartition des volumes d'ARENH en cas de dépassement du plafond prévu par la loi et portant communication sur les critères d'évaluation des demandes d'ARENH

[...] faites par les producteurs, négociants et fournisseurs [...] avec leurs contraintes économiques et techniques. » 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 de opérations d'initiés, ainsi que de manipulation de marché ou d'exercice d'un pouvoir de marché par lequel un acteur abuserait de sa situation pour obtenir des prix anormaux notamment au regard de ses coûts.

Au niveau national, la loi du 15 avril 2013 a modifié le code de l'énergie pour conférer à la CRE la mission de garantir le respect du REMIT, et, en son sein, au Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS) la compétence de sanctionner les manquements à REMIT. Elle a été complétée par l'ordonnance n° 2016-461 du 14 avril 2016 précisant les compétences de la CRE en matière de recueil d'information, de sanction et de coopération. Le cadre procédural spécifique au CoRDIS a par ailleurs été précisé par le décret n° 2015-206 du 24 février 2015. Le dispositif juridique est donc complet et pleinement opérationnel depuis plusieurs années et permet à la CRE, dans le cadre de REMIT, de :

- Surveiller les marchés de gros ;
- Mener des enquêtes en cas de suspicion de manipulation de marchés ;
- Sanctionner les manquements éventuels.

### 2.2.1.7.2 La surveillance des marchés de gros par la CRE en 2022

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 16<sup>ème</sup> édition, portant sur l'année 2022, a été publiée en juin 2023<sup>100</sup>.

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 règlement REMIT, a représenté 5,5 millions de transactions sur les marchés de gros de l'énergie en 2022, soit l'équivalent de 2 100 TWh échangés ou plus de 383 Md€ en valeur.

Les activités de surveillance de la CRE s'appuient sur la détection *ex-post* des comportements potentiellement suspects en manquement au règlement REMIT, soit par des outils de détection internes soit à la suite de déclarations transmises par des parties externes parmi lesquelles en premier lieu sont les personnes qui organisent des transactions à titre professionnel (« *persons professionally arranging transactions* » ou PPAT) et l'ACER, ainsi que les autres autorités de régulation, que ce soit en France ou à l'étranger, ou les acteurs de marché vigilants.

D'octobre 2017 à décembre 2022, 870 alertes de transactions ou groupes de transactions potentiellement suspects ont été transmises à la CRE par l'ACER.

Les personnes organisant des transactions à titre professionnel (PPAT), en tant qu'organisateur des opérations de négoce sur leurs plateformes, représentent une source d'information de grande valeur. Les PPAT ont, en application de l'article 15 du règlement REMIT, l'obligation d'avertir sans délai l'autorité de régulation nationale si elles ont des raisons de suspecter un manquement aux articles 3 ou 5 du règlement REMIT. La CRE considère indispensables les activités de surveillance menées par les PPAT et entretient avec eux une collaboration active. A ce titre, la CRE a maintenu en 2022 ses échanges avec les bourses, courtiers et RTE (seul gestionnaire de réseau qualifié de PPAT en France) actifs en France. Ces échanges permettent notamment de suivre le développement et les évolutions des outils et procédures de surveillance mises en place par les PPAT et de partager les analyses de cas suspects détectés dans leur périmètre ; 7 notifications de transactions suspectes ont été ainsi reçues par la CRE en 2022. Le suivi des relations avec les courtiers installés en France est organisé conjointement avec l'Autorité des Marchés Financiers (AMF).

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

En cas de soupçon raisonnable de manquement aux dispositions du règlement REMIT et conformément aux dispositions du code de l'énergie, l'ouverture d'une enquête peut être décidée par le Président de la CRE qui nomme alors un agent enquêteur. Une enquête peut aboutir, le cas échéant, à la saisine du CoRDIS qui peut prononcer une décision de sanction.

Fin 2022, sept enquêtes étaient en cours d'investigation par les services de la CRE et une enquête était en cours d'instruction par le CoRDIS.

En 2022, le CoRDIS a prononcé deux décisions de sanction pour trois sociétés au titre de deux enquêtes. Par sa décision de sanction du 25 avril 2022<sup>101</sup>, le CoRDIS a sanctionné, d'une part, la société Electricité de France (EDF) à hauteur de 500 000 euros pour manquement aux articles 3 et 4 du règlement REMIT, et d'autre part la société EDF Trading Limited (EDFT) à hauteur de 50 000 euros pour manquement à l'article 5 du règlement REMIT. Par sa

<sup>100</sup> Rapport sur le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel en 2022

<sup>101</sup> Décision du CoRDIS de la CRE du 25 avril 2022 à l'égard des sociétés X et Y

décision du 19 mai 2022<sup>102</sup> la société Engie SA a été sanctionnée à hauteur de 80 000 euros pour manquement à l'article 3 du règlement REMIT.

Les marchés de l'énergie en Europe connaissent depuis le seconde semestre 2021 des niveaux de prix sans précédent, une forte volatilité des prix et une sensibilité accrue à chaque événement en lien avec le secteur énergétique. Ce contexte exceptionnel peut être propice à des manipulations de marché et à des opérations d'initiés, à la faveur de la volatilité accrue et de la réactivité du marché par rapport aux informations publiées. Il est particulièrement important dans ces conditions d'assurer une publication efficace des informations privilégiées, notamment concernant la disponibilité du parc de production d'électricité.

La CRE a renforcé ses contrôles sur les marchés de gros au titre des articles 3, 4 et 5 du règlement REMIT (interdiction des opérations d'initiés, obligation de publier les informations privilégiées et interdiction des manipulations de marché), en consacrant une partie importante de ses ressources à l'analyse des opérations de négoce et des publications en temps réel ou à proximité du temps réel, de façon à pouvoir être plus réactive.

La CRE a également réagi aux événements importants ayant affecté le marché de gros d'électricité français.

La CRE a publié le 8 juillet 2022 un rapport<sup>103</sup> sur les prix exceptionnels atteints sur le marché journalier français pendant deux heures entre 7h et 9h du matin le 4 avril 2022, qui ont eu pour effet d'augmenter le plafond européen du prix spot de 3000 €/MWh à 4000 €/MWh. Les analyses menées par la CRE ont fait apparaître que ce pic de prix était la conséquence d'une conjonction très peu probable de divers événements décorrélés et ponctuels. Sur la base des conclusions de ce rapport, la CRE a appelé à réviser l'automatisme du relèvement du plafond de prix harmonisé sur le couplage unique journalier européen. Il convient de noter qu'un épisode de pic de prix similaire a eu lieu le 17 août 2022 dans la zone Baltique (Lituanie, Estonie, Lettonie). Grâce à l'action de la CRE et après une intervention du Conseil des ministres de l'énergie européens, les NEMO et GRT ont suspendu l'augmentation automatique du plafond de prix spot le 13 septembre 2022 (sans cette suspension le plafond aurait été porté à 5 000 €/MWh). Par la suite, une méthodologie révisée, définissant de façon plus rigoureuse les conditions d'augmentation du plafond de prix, a été approuvée et publiée le 10 janvier 2023 par l'ACER.

La CRE a également mené, à partir de l'été 2022, une étude approfondie concernant les marchés à terme de l'électricité français. Dans ce cadre, elle a publié le 26 juillet 2022<sup>104</sup> son analyse préliminaire sur les prix à terme très élevés pour l'hiver 2022-2023 et l'année 2023. Par la suite la CRE a lancé une interrogation de l'ensemble des acteurs du marché français sur leurs stratégies de négoce. Le rapport d'analyse publié le 13 décembre 2022<sup>105</sup> explique la formation des prix à terme dans la conjoncture de l'année 2022 et souligne qu'ils reflètent des anticipations de tension extrême et des primes de risque élevées. Sur la base des informations disponibles à ce stade, la CRE n'a pas connaissance de comportements susceptibles d'être qualifiés d'abus de marché au titre de REMIT et poursuit sa surveillance renforcée. Les pratiques hétérogènes de déclaration des données de marché, notamment en ce qui concerne la déclaration du bénéficiaire final par les intermédiaires de marché, ont cependant rendu plus difficile cette analyse, et ont nécessité des échanges avec les acteurs concernés. La CRE encourage les acteurs de marché à veiller à la qualité des déclarations de données au titre de l'article 8 du REMIT, en particulier en ce qui concerne le bénéficiaire final des transactions, le cas échéant.

Concernant le marché du gaz, la CRE a mené une surveillance particulière du marché français en 2022, et a en particulier recherché de manière exhaustive toutes les occurrences possibles d'opérations d'initiés sur le PEG.

Enfin, la CRE a renforcé sa collaboration avec l'ACER et les régulateurs nationaux européens en 2022, afin de renforcer la capacité à détecter de potentiels abus de marché qui auraient une dimension pluri-nationale ou européenne.

## 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 2022, à 40 millions de sites, ce qui représentait 420 TWh de consommation annuelle d'électricité.

Les clients peuvent disposer de deux types de contrats :

- les contrats aux tarifs réglementés de vente (uniquement pour les clients particuliers et pour les petits clients professionnels), dont les évolutions sont fixées par les pouvoirs publics<sup>106</sup> et qui ne peuvent être proposés que par les fournisseurs historiques ;
- les contrats en offre de marché, dont les prix sont fixés librement par les fournisseurs alternatifs et historiques.

<sup>102</sup> [Décision du CoRDis de la CRE en date du 19 mai 2022 portant sanction à l'encontre de la société Engie](#)

<sup>103</sup> [Analyse et enseignements sur le pic de prix sur l'enchère journalière pour le 4 avril 2022](#)

<sup>104</sup> [Hausse des prix pour l'hiver prochain : la CRE interroge les acteurs de marché sur leurs stratégies et leurs anticipations](#)

<sup>105</sup> [Les prix à terme de l'électricité pour l'hiver 2022-2023 et l'année 2023](#)

<sup>106</sup> La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a pour mission de proposer, depuis le 8 décembre 2015, aux ministres de l'énergie et de l'économie ces tarifs réglementés de vente (TRV) de l'électricité.

**Figure 18 Répartition des consommateurs finals par type de site (au 31 décembre 2022)**

	Nombre de sites
Sites résidentiels	34 185 000
Sites non résidentiels	5 240 000

Source : Données 2022, GRD, RTE, Analyses CRE

**Figure 19 Répartition de la consommation annuelle des consommateurs finals (au 31 décembre 2022)**

	Consommation 2022 en TWh
Sites résidentiels	148,4
Sites non résidentiels	271,4

Source : Données 2022, GRD, RTE, Analyses CRE

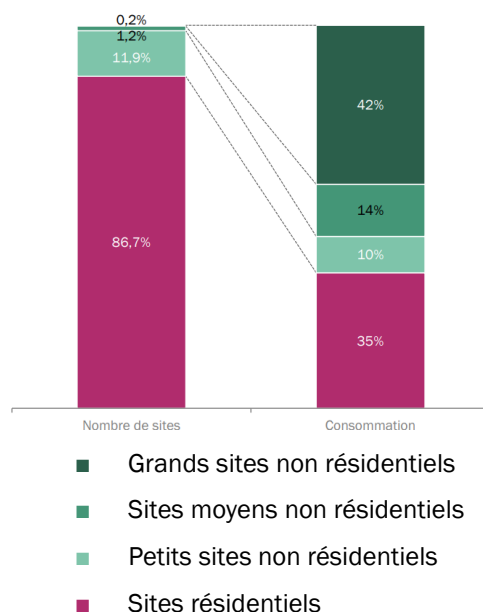
La crise des prix de gros a nettement ralenti le développement des offres de marché sur le **marché résidentiel** en 2022 : 572 000 sites supplémentaires sont passés en offre de marché en 2022 contre 1 449 000 en 2021. Sur la fin de l'année 2022, les fournisseurs alternatifs ont connu pour la première fois depuis l'ouverture à la concurrence une diminution de leur nombre de clients. Au 31 décembre 2022, 12,6 millions de sites résidentiels sur un total de 34,2 millions (soit 36,8%) sont en offre de marché, 9,96 millions chez un fournisseur alternatif à comparer à 10,3 millions fin 2021. Le nombre de clients qui souscrivent une offre de marché chez les fournisseurs historiques est en progression, avec 946 000 clients supplémentaires au cours de l'année 2022.

Les offres aux tarifs réglementés de vente restent majoritaires et représentent, au 31 décembre 2022, 63 % des sites (contre 64% au 31 décembre 2021). On observe un net ralentissement de la diminution du nombre de clients au tarif réglementé (baisse de 186 000 offres au tarif réglementé en 2022 contre 1 051 000 en 2021), avec même une hausse au quatrième trimestre 2022 (augmentation de 106 000 sites).

Après une hausse de 46% en 2021 portée par la disparition partielle des tarifs réglementés de vente d'électricité, le **marché non résidentiel** en 2022 voit une stagnation du nombre de sites en offres de marché à 3,66 millions de sites, avec une hausse pour les fournisseurs historiques (augmentation de 66 000 sites), et une baisse pour les fournisseurs alternatifs (diminution de 49 400 sites).

Au 31 décembre 2022, 3,66 millions de sites sur un total de 5,24 millions étaient en offre de marché en électricité, dont environ 50% (52% en 2021) chez un fournisseur alternatif. Au 31 décembre 2022, 34% des petits sites professionnels ont toujours un contrat au tarif réglementé de vente (même proportion qu'en 2021), représentant environ 1 579 000 sites éligibles.

**Figure 20 Typologie des sites au 31 décembre 2022**



Source : données 2022 GRD, RTE, fournisseurs – Analyse : CRE

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

**Figure 21** Parts de marché des 3 fournisseurs historiques les plus significatifs sur chaque segment et sur l'ensemble du marché (en nombre de sites au 31 décembre 2022)

Tous segments	Segment des grands sites non résidentiels	Segment des sites moyens non résidentiels	Segment des petits sites non résidentiels	Segment des sites résidentiels
69%	49%	54%	65%	70%

Source : Données 2022, GRD, RTE, Analyses CRE

**Figure 22** Parts de marché des 3 fournisseurs alternatifs les plus significatifs sur chaque segment et sur l'ensemble du marché (en nombre de sites au 31 décembre 2022)

Tous segments	Segment des grands sites non résidentiels	Segment des sites moyens non résidentiels	Segment des petits sites non résidentiels	Segment des sites résidentiels
27%	26%	33%	29%	27%

Source : Données 2022, GRD, RTE, Analyses CRE

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

**Figure 23** Parts de marché des 3 fournisseurs historiques les plus significatifs pour chaque segment et sur l'ensemble du marché en volume (au 31 décembre 2022)

Tous segments	Segment des grands sites non résidentiels	Segment des sites moyens non résidentiels	Segment des petits sites non résidentiels	Segment des sites résidentiels
57%	46%	49%	58%	72%

Source : Données 2022, GRD, RTE, Analyses CRE

**Figure 24** Parts de marché des 3 fournisseurs alternatifs les plus significatifs sur chaque segment et sur l'ensemble du marché en volume (au 31 décembre 2022)

Tous segments	Segment des grands sites non résidentiels	Segment des sites moyens non résidentiels	Segment des petits sites non résidentiels	Segment des sites résidentiels
27%	27%	35%	35%	25%

Source : Données 2022, GRD, RTE, Analyses CRE

### 2.2.2.1.4 La concentration du marché

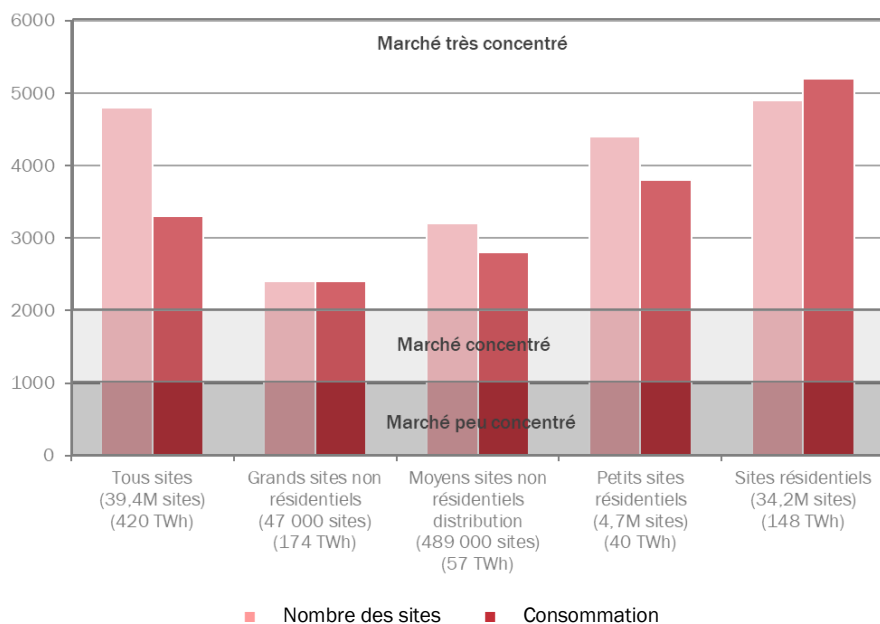
Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)<sup>107</sup> en nombre de sites et en volume pour les différents segments du marché de détail. Cet indice mesure la concentration du marché sur chaque segment de clientèle.

En 2022, hormis une baisse de la concentration du marché des grands sites non résidentiels, la concentration du marché est restée stable sur tous les segments en volume et en sites. Le marché de détail de l'électricité reste un marché très concentré en termes de sites, notamment sur le segment résidentiel.

<sup>107</sup> L'indice HHI est égal à la somme des carrés des parts de marché des intervenants, et mesure la concentration du marché (il est d'autant plus élevé que le marché est concentré). On considère généralement qu'un marché est peu concentré si son HHI est inférieur à 1 000, et très concentré s'il est supérieur à 1 800.

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.

Figure 25 Indice HHI pour les différents segments de clientèle (2022)



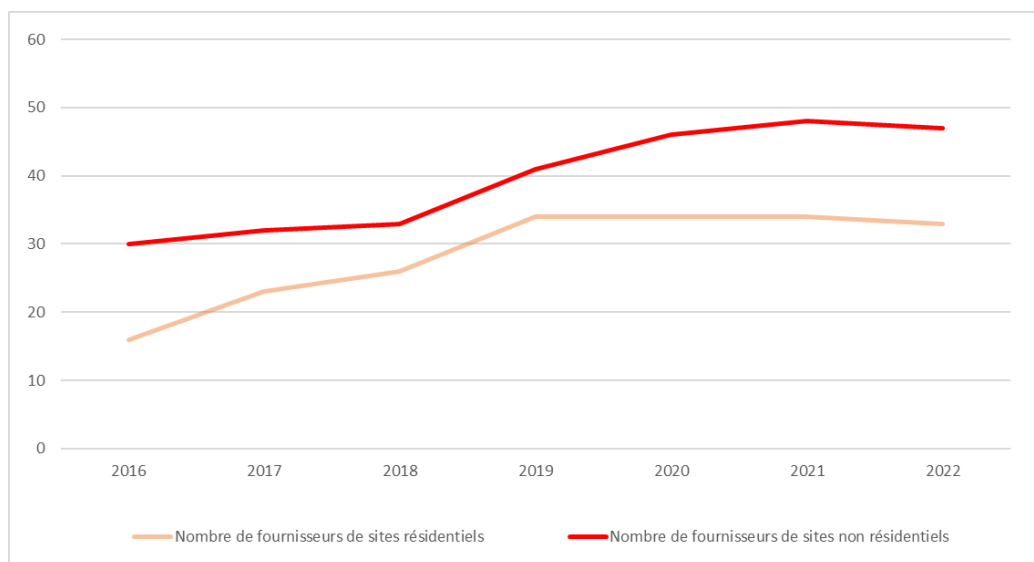
Source : GRD, RTE – Analyse : CRE

### 2.2.2.1.5 Les fournisseurs

Au 31 décembre 2022, 33 fournisseurs nationaux<sup>108</sup> et déclarés auprès de la CRE possédaient au moins un client résidentiel en portefeuille (diminution légère par rapport à 2021). Sur le segment non résidentiel, 47 fournisseurs nationaux sont déclarés fin 2022. Cette légère diminution s’explique par la faillite des fournisseurs *Bulb*, *Barry* et *Planète Oui*.

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

Figure 26 Les fournisseurs nationaux d’électricité



<sup>108</sup> Les fournisseurs nationaux sont ceux qu’ils ont déclaré proposer des offres dans au moins 90 % des communes de France métropolitaine raccordées au réseau de l’électricité (hors Corse).



Source : énergie-info.fr, Analyses CRE

### 2.2.2.1.6 Analyse des taux de changement de fournisseur

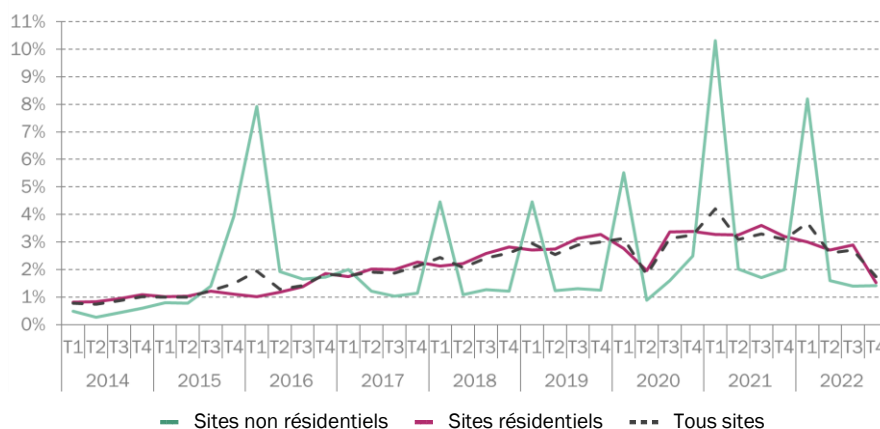
Un « switch » est considéré comme le mouvement librement choisi d'un client d'un fournisseur à un autre. Le taux de switch est alors le ratio du nombre de changements de fournisseurs ajouté aux mises en service des fournisseurs alternatifs dans la zone desservant le client sur le nombre total des clients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

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

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

Concernant le segment non résidentiel, la CRE note un pic de mobilité structurel au 1<sup>er</sup> janvier de chaque année (échéance de renouvellement de contrats). 2022 n'a pas échappé à la règle avec un taux de switch de 8% au 1<sup>er</sup> trimestre 2022, bien qu'en baisse par rapport à 2021 (10%). Le taux de switch annuel a également diminué. Il était de 16% en 2021 et s'établir à 13% en 2022. La crise des prix de gros explique là-aussi cette baisse.

Figure 27 Taux de switch trimestriel



Source : Données 2022, GRD, RTE, Analyses CRE

## 2.2.2.2 Les prix et les offres

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

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

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

La loi n° 2019-1147 relative à l'énergie et au climat (LEC), promulguée le 8 novembre 2019, a mis fin aux tarifs réglementés de vente (TRV) en électricité pour les consommateurs professionnels qui emploient plus de 10 personnes ou dont le chiffre d'affaires, les recettes et le total de bilan annuel excèdent 2 millions d'euros. Depuis le 1er janvier 2021, seule une partie des petits sites professionnels est encore éligible aux tarifs réglementés.

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

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

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

### 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, par addition du prix de l'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), du coût du complément à la fourniture d'électricité qui inclut la garantie de capacité, des charges d'acheminement et des coûts de commercialisation ainsi que d'une rémunération normale de l'activité de fourniture.

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

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

#### S'agissant de l'année 2022

La loi de finances pour 2022 a prévu deux mesures (« bouclier tarifaire ») pour limiter l'impact de la crise des prix sur la facture d'électricité des consommateurs.

- La première mesure permet au Gouvernement de réduire le niveau de la TICFE (taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité) dès lors que l'évolution des TRVE pour les clients résidentiels, telle que proposée par la CRE, est supérieure à 4 % TTC par rapport à celui du 1<sup>er</sup> août 2021. Cette réduction concerne l'ensemble des consommateurs, et non seulement ceux aux TRVE. Compte tenu de l'évolution HT du TRVE bleu résidentiel envisagé par la CRE, le taux de TICFE a été abaissé, à partir du 1<sup>er</sup> février 2022, à sa valeur minimale réglementaire de 1 €/MWh pour les résidentiels et petits professionnels.
- La deuxième mesure permet au Gouvernement de s'opposer à la proposition tarifaire de la CRE si celle-ci conduit à une hausse supérieure à 4 % TTC après baisse de la TICFE, et de fixer par arrêté un niveau des TRVE inférieur afin de répondre à l'objectif de stabilité des prix. L'écart entre les coûts sous-jacents et le niveau du TRVE fixé en 2022 sera rattrapé en 12 mois à partir de 2023. Cette mesure a été accompagnée du versement d'un acompte, dont le montant a été fixé par la CRE dans la délibération du 31 mars 2022<sup>109</sup>, aux fournisseurs de moins d'un million de clients qu'ils devront rembourser lors de l'exercice 2023 concomitamment à la prise en compte du rattrapage dans les TRVE.

La CRE a proposé deux évolutions des TRVE en 2022, le 18 janvier et le 7 juillet pour application respectivement au 1<sup>er</sup> février et au 1<sup>er</sup> août. Conformément aux dispositions de la loi de finances, le Gouvernement a refusé les deux propositions de la CRE et a fixé les TRVE tout au long de l'année de manière à limiter la hausse à +4% TTC par rapport aux TRVE fixés au 1<sup>er</sup> août 2021.

\*

<sup>109</sup> Délibération de la CRE du 31 mars 2022 portant évaluation des versements anticipés prévus à l'alinéa X de l'article 181 de la loi de finances pour 2022 vers les fournisseurs ayant moins d'un million de clients résidentiels



Dans sa proposition du 18 janvier 2022, la CRE a proposé une évolution du niveau moyen des TRVE de +44,5% HT (soit 57,40 €/MWh), qui se décline en :

- +57,22 €/MWh HT soit + 44,5 % HT pour les tarifs bleus applicables aux consommateurs résidentiels ;
- +59,22 €/MWh HT soit + 44,7 % HT, pour les tarifs bleus applicables aux consommateurs professionnels éligibles.

Cette hausse qui avait vocation à s'appliquer au 1<sup>er</sup> février 2022, est la conséquence :

- de l'augmentation du coût de l'approvisionnement en énergie et en garanties de capacité hors effet de l'écrêtement de l'ARENH (+ 7,7 % HT, dont + 8,3 % HT en énergie et - 0,6 % HT au titre de la capacité) ;
- de l'augmentation du coût du complément d'approvisionnement en énergie et en capacité consécutif à l'écrêtement de l'ARENH (+ 41,6 % HT, dont + 41,8 % HT en énergie et - 0,2 % HT en capacité) ;
- de l'évolution des coûts de commercialisation (- 0,4 % HT) ;
- de la fin du rattrapage de l'écart entre coûts et tarifs au titre des exercices 2019 et 2020, ainsi que d'un léger rattrapage à la baisse au titre de 2021 (- 2,7 % HT) ;
- du maintien du niveau de marge inchangé par rapport au niveau en vigueur.

La baisse de la TICFE à 1 €/MWh ramène les hausses TTC du TRVE, avant gel par le Gouvernement, résultant de la proposition de la CRE à :

- +20,0 % TTC pour les tarifs bleus résidentiels ;
- +20,9 % TTC pour les tarifs bleus applicables aux consommateurs professionnels éligibles.

\*

Dans sa proposition du 7 juillet 2022, la CRE a proposé une évolution du niveau moyen des TRVE de + 4,06 % HT (soit 6,56 €/MWh ou 3,89 % TTC) par rapport aux TRVE alors en vigueur qui se décompose en :

- + 4,10 % HT soit + 6,60 €/MWh ou + 3,92 % TTC, pour les tarifs bleus résidentiels ;
- + 3,73 % HT soit + 6,20 €/MWh ou + 3,56 % TTC, pour les tarifs bleus professionnels.

Cette hausse est la conséquence :

- de l'évolution du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité au 1<sup>er</sup> août 2022 (soit + 0,67 % sur les TRVE TTC) ;
- de la hausse de la contrepartie financière reçue par les fournisseurs au titre de la gestion des clients pour le compte du gestionnaire de réseau et qui vient en déduction des coûts de commercialisation (soit - 0,08 % sur les TRVE TTC) ;
- de la remise à jour de la composante de coût relative aux coûts de commercialisation et CEE (soit + 0,05 % sur les TRVE TTC) ;
- de la prise en compte sur six mois, entre le 1<sup>er</sup> août 2022 et le 31 janvier 2023, des effets de l'ARENH+ (soit - 18,95 % sur les TRVE TTC). En effet, dans l'objectif de limiter la hausse des prix de l'électricité pour les consommateurs, l'adoption de deux arrêtés et d'un décret en date du 11 mars 2022 a permis l'augmentation de 20 TWh des volumes d'ARENH (notés « ARENH+ ») alloués aux fournisseurs alternatifs pour l'approvisionnement de leurs clients. La méthodologie de prise en compte des volumes d'ARENH+ a été précisée par la CRE dans la délibération n°2022-74 du 11 mars 2022<sup>110</sup> ;
- et du rattrapage anticipé sur six mois des montants non couverts par les TRVE sur le mois de janvier 2022 (soit + 6,83 % sur les TRVE TTC).

### S'agissant de l'année 2023

La loi de finances pour 2023 instaure un bouclier tarifaire pour 2023 à destination des clients résidentiels et petits professionnels éligibles aux TRVE. Tout comme avec le bouclier tarifaire mis en place en 2022, le Gouvernement a la possibilité de maintenir le niveau de la taxe TICFE<sup>111</sup> à son taux minimal, soit 1 €/MWh HT. De surcroît, le Gouvernement peut s'opposer aux propositions de la CRE dès lors que celles-ci excèdent de 15% TTC les tarifs applicables au 31 décembre 2022 et fixer des niveaux de tarifs inférieurs.

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

<sup>110</sup> Délibération de la CRE du 11 mars 2022 portant communication des modalités de répercussion des volumes additionnels d'ARENH que la CRE retiendra dans ses propositions de tarifs réglementés de vente d'électricité

<sup>111</sup> Article 29 de la loi n° 2021-1900 du 30 décembre 2021 de finances pour 2022. La Taxe communale sur la consommation électrique est intégrée à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2023 à la TICFE augmentant la portée de ce levier d'action.

La CRE a pris le 12 janvier 2023 une délibération portant communication sur la méthode de fixation des tarifs réglementés de vente d'électricité<sup>112</sup>, prise après une consultation publique<sup>113</sup> menée du 22 septembre au 17 octobre 2022, ainsi que des auditions des acteurs. Les propositions tarifaires de la CRE intègrent dorénavant l'ensemble des modifications spécifiées dans la délibération mentionnée précédemment.

La CRE a proposé deux évolutions des TRVE en 2023, le 19 janvier<sup>114</sup> et le 22 juin<sup>115</sup> pour application respectivement au 1<sup>er</sup> février et au 1<sup>er</sup> août. Conformément aux dispositions de la loi de finances, le Gouvernement a refusé la proposition de la CRE du 19 janvier et a fixé les TRVE applicables à partir du 1<sup>er</sup> février 2023 à un niveau de +15% TTC par rapport aux TRVE applicables au 31 décembre 2022. Le Gouvernement s'est également opposé à la proposition de la CRE du 22 juin 2023. Le Gouvernement a finalement annoncé le 18 juillet 2023, après une nouvelle proposition de la CRE, de mettre en œuvre une hausse de 10 % TTC des TRVE, à compter du 1<sup>er</sup> août 2023.

\*

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

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

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

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

Cette hausse est la conséquence :

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

\*

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

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

Cette hausse est la conséquence :

- de l'évolution du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité au 1<sup>er</sup> août 2023 (soit + 1,17 % sur les TRVE TTC) ;

<sup>112</sup> Délibération n° 2023-03 du 12 janvier 2023 portant communication sur la méthode de fixation des tarifs réglementés de vente d'électricité

<sup>113</sup> Consultation publique n° 2022-08 du 22 septembre 2022 relative aux évolutions de la méthode de construction des tarifs réglementés de vente d'électricité

<sup>114</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 19 janvier 2023 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité

<sup>115</sup> Délibération de la CRE du 22 juin 2023 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité

- de la hausse de la contrepartie financière reçue par les fournisseurs au titre de la gestion des clients pour le compte du gestionnaire de réseau et qui vient en déduction des coûts de commercialisation (soit - 0,04 % sur les TRVE TTC) ;
- de la mise à jour de la composante de coût relative aux coûts de commercialisation et CEE pour 2023 (soit - 0,04 % sur les TRVE TTC) ;
- et de la mise à jour de la composante de rattrapage des montants non couverts au titre de l'année 2022 (soit - 0,32 % sur les TRVE TTC).

**Figure 28 Augmentation des tarifs réglementés de vente (évolution en moyenne, hors taxes)**

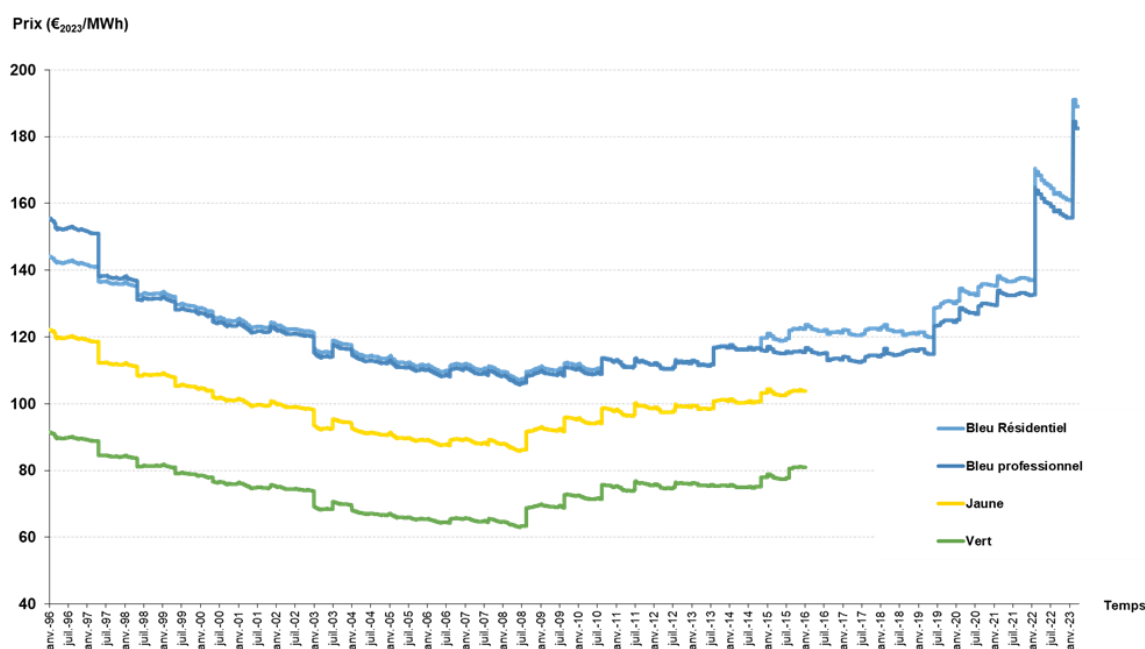
Date	Tarifs bleus résidentiels	Tarifs bleus non résidentiels	Tarifs jaunes	Tarifs verts
15 août 2010*	+3,0 %	+4,0 %	+4,5 %	+5,5 %
1 <sup>er</sup> juillet 2011	+1,7 %		+3,2 %	+3,2 %
23 juillet 2012	+2,0 %		+2,0 %	+2 %
1 <sup>er</sup> août 2013*	+5,0 %		+2,7 %	+0,0 %
1 <sup>er</sup> novembre 2014*	+2,5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

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

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

.Source : CRE

**Figure 29 Evolution du Tarif Réglementé de Vente de vente de l'électricité hors taxes en euros constants 2023**



Source : Analyse CRE

- **Composantes de la facture de clients type aux tarifs réglementés de vente d'électricité tels que proposés au 19 janvier 2023**

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 19 janvier 2023 (les hypothèses de consommation pour ces clients types ainsi que les niveaux des contributions et des taxes retenues sont présentés en dessous du tableau) :

**Figure 30 Facture aux tarifs réglementés de vente d'électricité tels que proposés par la CRE dans sa délibération du 19 janvier 2023<sup>116</sup> (€/MWh)**

	Dc	la <sup>117</sup>
Tarif intégré HT (hors CTA)	362,9	327,9
dont Tarif réseau	74,6	52,0
dont Part fourniture	288,3	275,9
CTA*	7,7	3,6
TLCFE **	0	0
TICFE ***	1,0	1,0
TVA ****	67,44	63,2
Tarif TTC	445,6	395,8

Source : CRE

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

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

*La définition des clients type est celle d'Eurostat :*

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

<sup>116</sup> Délibération de la CRE du 19 janvier 2023 portant proposition des tarifs réglementés de vente d'électricité

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

la : client industriel consommation inférieure à 20 MWh.

**Réseau** : Part du tarif réglementé de vente couvrant les coûts d'acheminement. Ces coûts sont évalués par le TURPE 6 (Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité) en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> août 2022.

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

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

**TCFE** : Les Taxes sur la Consommation Finale d'Electricité (TCFE) ont été abrogées au 01/01/2023.

**CSPE** : La Contribution au service public de l'énergie (CSPE), nommée également Taxe intérieure sur la consommation finale d'électricité (TICFE), est perçue pour le compte des Douanes et intégrée en tant que recette au budget de l'État. Son taux plein s'élève à 32,06 €/MWh depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2023. Pour limiter la hausse des prix, le Gouvernement a choisi d'appliquer le taux minimal soit 1€/MWh dans le cadre du bouclier tarifaire 2023.

### 2.2.2.3 Les offres de marché

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

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

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

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

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

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

Le déploiement des compteurs communicants a ouvert la porte à un nouveau panel d'offres et sont apparues, notamment, des offres s'appuyant sur de nouveaux postes horo-saisonniers. Les exemples les plus parlants sont les offres « week-end » proposées par ENGIE ou EDF, avec un tarif plus faible le weekend ou encore l'offre « super heures creuses » proposée par Total Direct Energie, 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.

Ce vecteur pilotage de la consommation devrait être encore plus utilisé dans les années à venir avec le déploiement d'offres à signaux plus fins complémentaires aux nouveaux usages, en particulier les véhicules électriques.

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

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

Celles-ci ont été définies par la délibération n° 2021-135 du 20 mai 2021<sup>118</sup> qui prévoit que les fournisseurs de plus de 200 000 sites devront proposer aux clients souscrivant une puissance électrique inférieure ou égale à 36kVA une offre :

<sup>118</sup> Délibération de la CRE du 20 mai 2021 portant décision relative aux modalités selon lesquelles l'offre à tarification dynamique prévue au II de l'article L332-7 du code de l'énergie prend en compte les variations des prix de marché et dressant la liste des fournisseurs concernés par l'obligation prévue au II de l'article L332-7 du code de l'énergie

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

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

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

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

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

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

Pour faire face aux besoins de flexibilité du système électrique générés par la crise d'approvisionnement en énergie et les prix de gros très élevés qui en découlent, la CRE a élargi, à titre transitoire, la définition des offres à tarification dynamique que doivent proposer les fournisseurs de plus de 200 000 sites. Ainsi, la délibération de la CRE n° 2022-215<sup>119</sup> du 27 juillet 2022 vient modifier la délibération n° 2021-135 précitée et sont désormais considérées comme offres à tarification dynamique les offres de marché qui incitent financièrement les consommateurs, en réponse à un signal de court terme, à effacer ou déplacer leur consommation au sein d'une journée.

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

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

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

#### **Comparaisons de quelques types d'offres :**

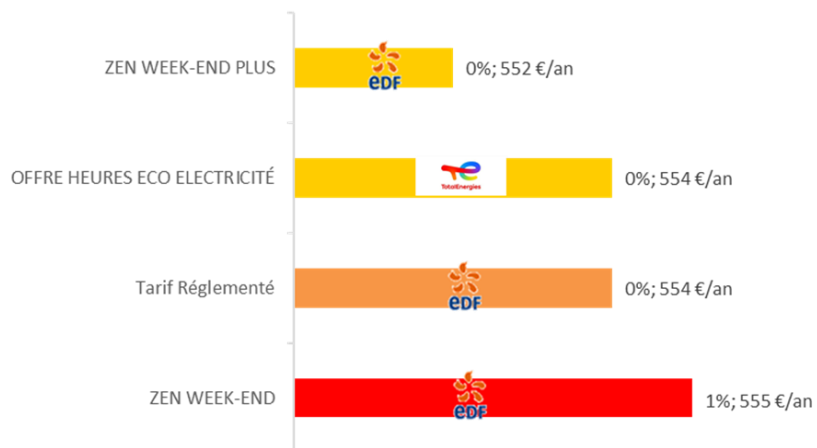
Les graphiques suivants montrent la comparaison des offres proposées par les fournisseurs dans le cas d'un client résidentiel ayant une consommation annuelle de 2 400 kWh par an (client Base) et dans le cas d'un client résidentiel ayant une consommation de 8 500 kWh par an (client HP/HC) les deux étant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

La crise des prix de gros sur l'année 2022, a fortement réduit le nombre d'offres de marché proposées au consommateur aboutissant à une concurrence quasi-inexistante sur la fin d'année 2022, avec par exemple une seule offre à prix variable proposée par un fournisseur alternatif au 31 décembre 2022. Enfin, l'accalmie des prix sur le premier semestre de l'année 2023 a permis un redémarrage de la concurrence dans les offres proposées.

La crise a également vu l'attractivité des offres de marché par rapport aux TRV disparaître alors qu'auparavant la grande majorité des fournisseurs proposaient des offres à des prix inférieurs aux TRV. Par exemple, au 31 décembre 2022, pour le client Base, aucune offre à prix variable n'était moins chère que le tarif réglementé. Pour le même type de client, l'offre verte à prix variable la moins chère proposée par un fournisseur alternatif était celle d'Engie, (997 €/an, soit +80% par rapport au TRV) et la plus chère était proposé par Ekwateur (1651€/an, soit +198% par rapport au TRV).

<sup>119</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 27 juillet portant décision relative aux modalités selon lesquelles l'offre à tarification dynamique prévue au II de l'article L.332-7 du code de l'énergie prend en compte les variations des prix de marché et modifiant la délibération du n° 2021-135 du 20 mai 2021

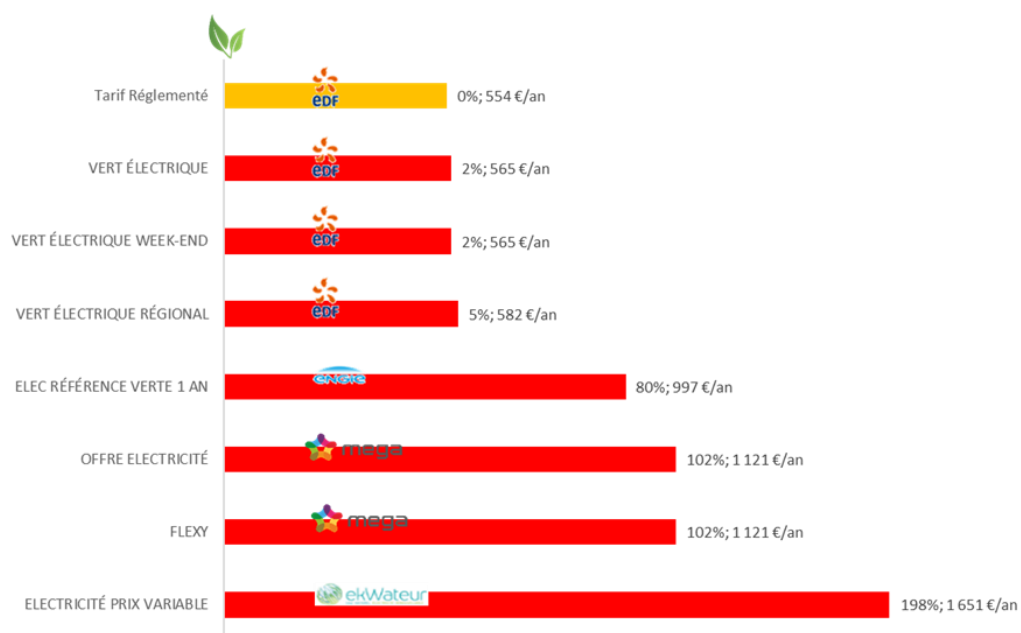
Figure 31 Comparaison des offres à prix variable pour un client Base 6 kVA au 31 décembre 2022



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

Source : Comparateur d'offres énergie-info

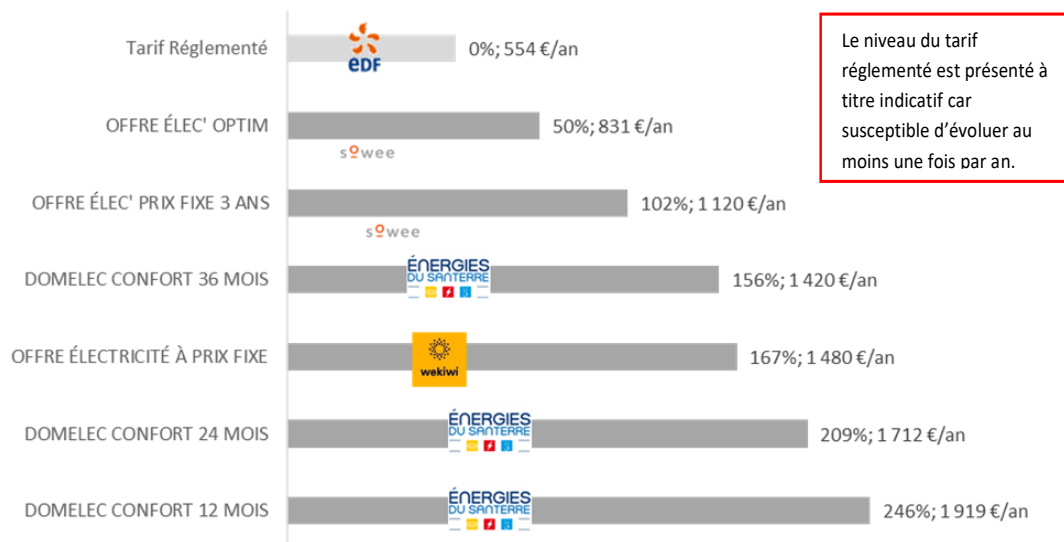
Figure 32 Comparaison des offres vertes à prix variable pour un client Base 6 kVA au 31 décembre 2022



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

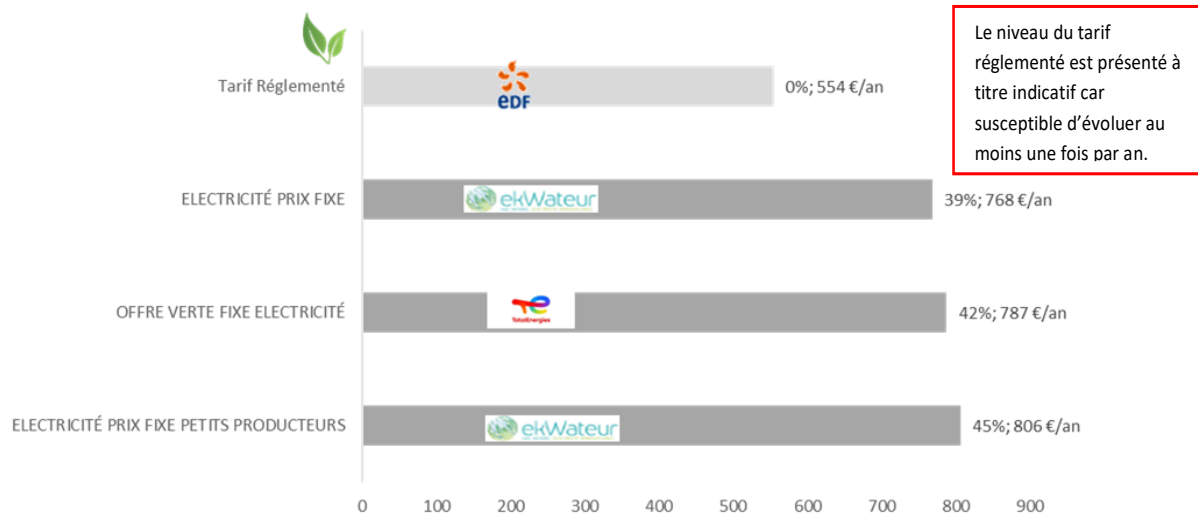
Source : Comparateur d'offres énergie-info

**Figure 33 Comparaison des offres à prix fixe pour un client Base 6 kVA au 31 décembre 2022**



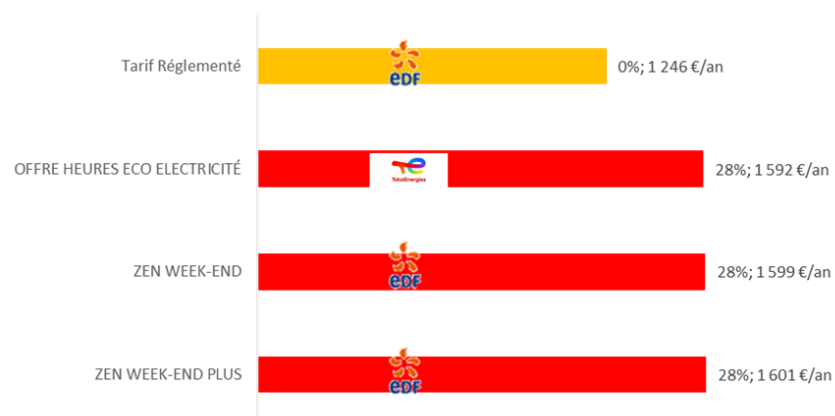
Source : Comparateur d'offres énergie-info

**Figure 34 Comparaison des offres vertes à prix fixe pour un client Base 6 kVA au 31 décembre 2022**



Source : Comparateur d'offres énergie-info

**Figure 35 Comparaison des offres à prix variable pour un client HP/HC 9 kVA au 31 décembre 2022**



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

Source : Comparateur d'offres énergie-info



Figure 36 Comparaison des offres vertes à prix variable pour un client HP/HC 9 kVA au 31 décembre 2022

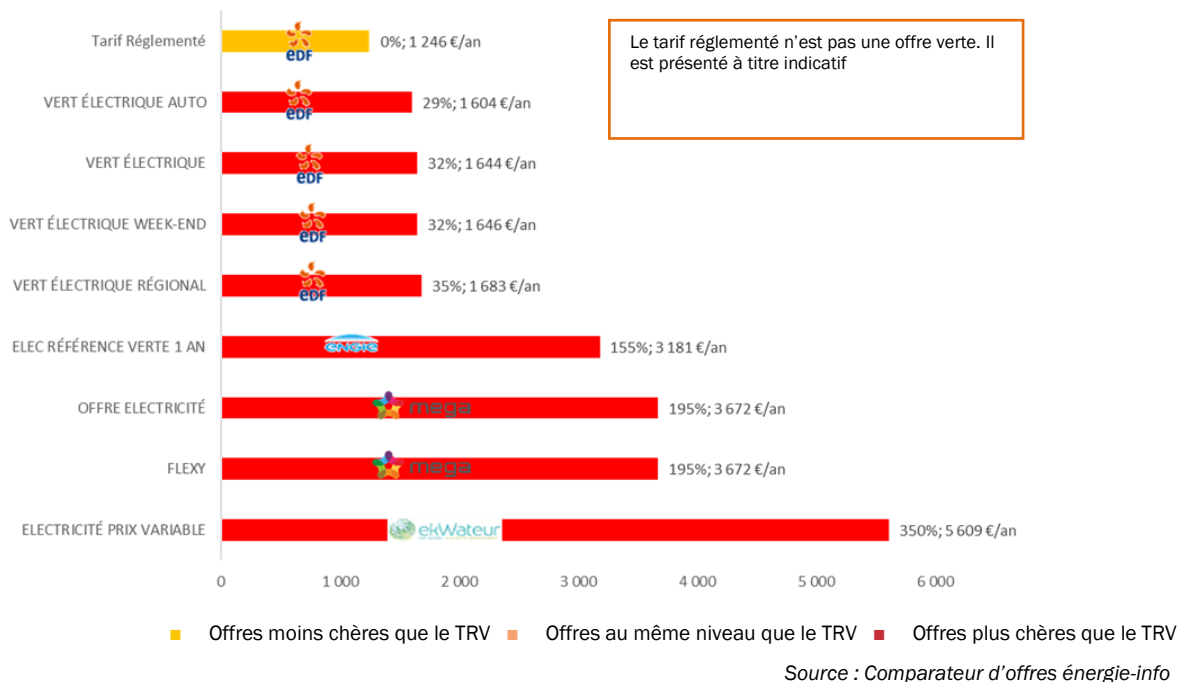
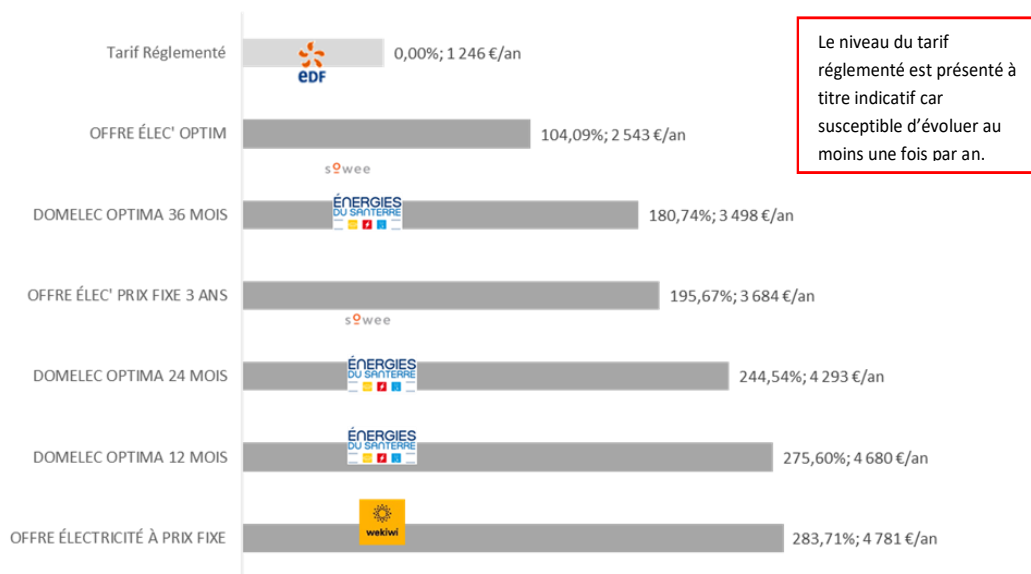
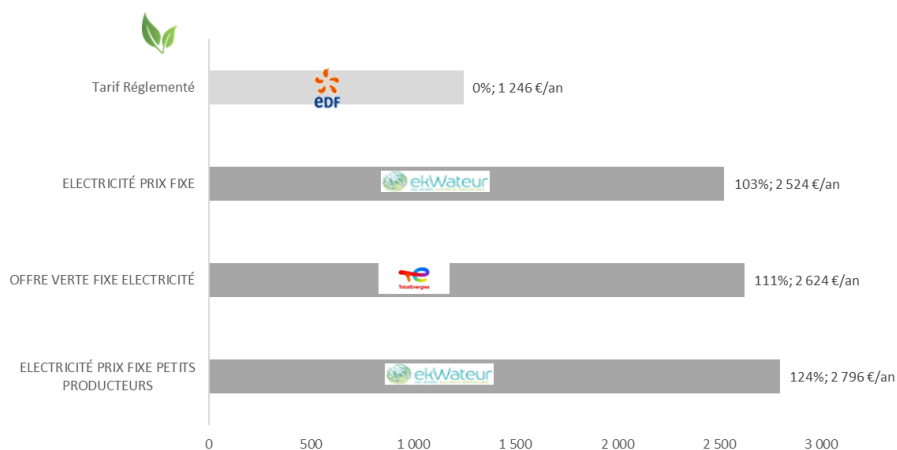


Figure 37 Comparaison des offres à prix fixe pour un client HP/HC 9 kVA au 31 décembre 2022



Source : Comparateur d'offres énergie-info

**Figure 38 Comparaison des offres vertes à prix fixe pour un client HP/HC 9 kVA au 31 décembre 2022**

Source: Comparateur d'offres énergie-info

## 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 452,8 TWh en 2022, soit 4% de moins qu'en 2021. Cette baisse s'explique à la fois par la crise énergétique, du fait des prix élevés de l'électricité et des actions volontaires de sobriété énergétique, ainsi que par l'effet des températures qui ont été plus élevées que les normales de saison sur la plupart de l'année.

La consommation d'électricité « à température normale » (corrigée des aléas météorologiques et calendaires), estimée par RTE, s'est élevée à 459,3 TWh en 2022, un niveau en net recul par rapport aux valeurs historiques (-4,2% par rapport aux valeurs moyennes sur la période 2014-2019). Cette valeur est même légèrement inférieure à la consommation à température normale observée en 2020, année marquée par les restrictions sanitaires.

La baisse de la consommation à température normale par rapport aux valeurs historiques a été particulièrement marquée au cours du dernier trimestre 2022, atteignant 9% entre octobre et décembre. Elle a été principalement observée dans le secteur industriel (environ -10% à -12% par rapport à 2021), en particulier dans les industries à forte intensité énergétique et, dans une moindre mesure, dans les secteurs résidentiel et tertiaire (environ -6% à -7% par rapport à 2021). Selon les estimations de RTE, la crise énergétique explique les trois quarts de la baisse de la consommation brute d'électricité en France observée lors de l'hiver 2022-2023, le quart restant étant expliqué par les conditions météorologiques favorables.

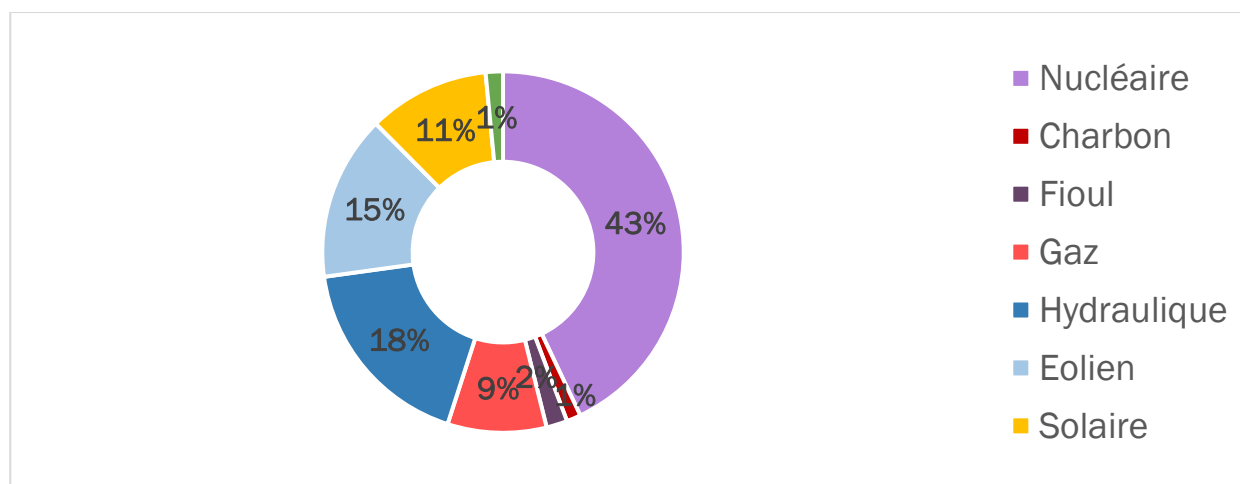
Il reste toutefois difficile de distinguer les baisses de consommation contraintes en raison des niveaux de prix élevés et celles liées à des actions volontaires de sobriété énergétique. Malgré la mise en place d'un « bouclier tarifaire » par le Gouvernement afin de limiter la hausse des tarifs de l'électricité pour les particuliers à 4% en 2022, la pression inflationniste a pu inciter aux économies d'énergie.

Concernant les prévisions d'évolution de la consommation d'électricité française dans les années à venir, RTE envisage de revoir les trajectoires de consommation dans sa prochaine étude d'adéquation, dont la publication est prévue en 2023 (bilan prévisionnel 2023). Alors que les précédentes éditions du bilan prévisionnel reposaient sur une hypothèse de stabilité de la consommation française à l'horizon 2025 (telle qu'observée sur la décennie 2010-2020), RTE prévoit désormais de réévaluer à la hausse ces trajectoires sur l'horizon 2030-2035, en lien avec l'électrification des usages énergétiques tirée par l'accélération de la décarbonation. Dans sa consultation publique publiée en mars 2023, RTE propose de considérer une trajectoire de consommation de référence atteignant en 2030 un niveau de consommation supérieur à 2019 de l'ordre de 15%.

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

Au 31 décembre 2022, la capacité totale des moyens de production électrique installés en France continentale s'élevait à 144,3 GW, en augmentation de 5,6 GW par rapport à l'année précédente, avec notamment une augmentation du parc solaire (+2,6 GW) et éolien (+2,4 GW). La capacité thermique a légèrement augmenté (+0,4 GW) avec la mise en service d'une centrale à cycle combiné à gaz.

Le parc nucléaire installé s'est maintenu au même niveau depuis 2020 (61,4 GW) après la fermeture des deux réacteurs de la centrale de Fessenheim. Sa disponibilité a toutefois connu des niveaux historiquement faibles en 2022, en raison de maintenances planifiées dans le cadre du programme de Grand Carénage, de reports de certaines maintenances du fait de la crise sanitaire, ainsi que de la découverte de problèmes de corrosion sous contrainte sur certains réacteurs à partir d'octobre 2021. En moyenne, sur l'ensemble de l'année 2022, 14 GW de puissance nucléaire était indisponible. Cette faible disponibilité a été particulièrement marquée lors de la période estivale, atteignant un minimum historique de 21,7 GW en août (65% du parc à l'arrêt), avant de se redresser en fin d'année pour atteindre environ 39 GW en décembre (36% du parc à l'arrêt).

**Figure 39 Le parc électrique installé en France au 31 décembre 2022**

Source : Bilan Electrique 2022, RTE

La prochaine Programmation pluriannuelle de l'énergie française (PPE), qui fixe les objectifs de développement pour chaque filière pour les 10 prochaines années, devrait être publiée par le Gouvernement au cours de l'année 2024.

Dans la consultation publique du bilan prévisionnel 2023, qui sera publié avant la mise à jour de la PPE 2024, RTE propose comme hypothèses d'évolution du parc électrique à l'horizon 2030 une forte augmentation de la capacité installée pour le solaire et l'éolien en mer (atteignant respectivement 40-50 GW et 4 GW), un développement moins rapide de l'éolien terrestre (30-35 GW), et une stagnation du parc hydroélectrique en raison d'un gisement limité. Une légère augmentation du parc nucléaire est également envisagée (atteignant 63 GW en 2030), avec la prolongation des réacteurs existants et la mise en service de l'EPR de Flamanville. Enfin, RTE prévoit de considérer un maintien des capacités de centrales à gaz d'ici 2030.

Les principaux facteurs d'incertitude pesant sur l'évolution à court et moyen termes du parc de production électrique identifiés par RTE concernent :

- Le parc nucléaire : à court terme, des incertitudes subsistent sur la disponibilité des réacteurs existants (notamment en lien avec la maîtrise des durées des visites décennales et les conséquences des problèmes de corrosion détectés depuis fin 2021) et sur la date de mise en service de l'EPR de Flamanville. A plus long terme, la stratégie française d'évolution du parc nucléaire pourrait connaître un changement majeur par rapport aux trajectoires de la PPE actuellement en vigueur, qui prévoyait la fermeture de douze réacteurs entre 2025 et 2035. Le Gouvernement a en effet annoncé, lors du discours de Belfort en février 2022, une prolongation de la durée d'exploitation des réacteurs existants et la mise en service de six nouveaux réacteurs à partir de 2035.
- Le parc thermique : les principales incertitudes concernent le rythme de fermeture des capacités thermiques existantes, les nouveaux projets de centrales thermiques fossiles étant interdits en France. Ce rythme de réduction des capacités thermiques, en particulier au fioul et au gaz, dépendra du niveau de sécurité d'approvisionnement en France ainsi que de l'existence d'un mécanisme de capacité dans les années à venir. La viabilité économique des centrales à gaz existantes dépendra également de l'évolution des prix du gaz dans les années à venir.
- Les capacités renouvelables : les trajectoires précises de développement du parc renouvelable d'ici 2030-2035 dépendront des objectifs fixés par le Gouvernement dans la PPE 2024. L'impact des nouvelles dispositions législatives prévues par la loi d'accélération des énergies renouvelables adoptée en février 2023 sur les possibilités de développement des filières renouvelables restent également à préciser.

RTE a également mené une large étude à plus long terme sur l'évolution du système électrique à l'horizon 2050, publiée fin 2021. Le cadre de référence de cette étude table sur une augmentation à long terme de la consommation électrique (645 TWh de consommation en 2050), portée par l'électrification croissante des usages, une relance économique et la croissance démographique. Elle porte sur 6 scénarios de mix électrique différents et les analyse suivant leurs aspects technique, économique, environnemental et sociétal. Trois scénarios envisagent un mix 100% renouvelable à l'horizon 2050 selon différentes configurations : production diffuse basée sur un déploiement massif du solaire, ou déploiement de grands parcs avec deux combinaisons différentes de mix éolien onshore, offshore et solaire photovoltaïque. Trois autres scénarios envisagent un mix entre énergies renouvelables et nucléaire en 2050, avec des variations sur l'importance des réinvestissements dans de nouveaux réacteurs nucléaires et sur la prolongation de la durée de vie du parc existant.

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

Le dernier bilan prévisionnel de RTE, publié en mars 2021, décrit la sécurité d'approvisionnement sur l'horizon 2021-2025. Il distinguait trois périodes différentes :

- la période 2021-2024, qui présente un niveau de sécurité d'approvisionnement relativement tendu, lié à une baisse de la disponibilité du parc nucléaire due en partie à la désoptimisation du programme d'arrêts par la crise sanitaire et au délai de mise en service de l'EPR de Flamanville.
- Une amélioration progressive de la sécurité d'approvisionnement en 2024-2026 : la consommation d'électricité devrait retrouver un niveau équivalent à celui d'avant crise sanitaire tandis que la capacité de production augmente par une amélioration de la disponibilité du nucléaire et le développement des énergies renouvelables.
- A l'horizon 2030, la sécurité d'approvisionnement pourrait être renforcée toujours grâce au développement des renouvelables et par des actions de maîtrise de la pointe de consommation. RTE identifie une décorrélation future entre l'évolution de la consommation à l'horizon 2030 (+5% par rapport à 2019) et une baisse des pointes de consommation.

Dans un premier temps, les fermetures de la centrale nucléaire de Fessenheim en 2020 et des dernières centrales au charbon d'ici 2022 réduiraient la marge de capacité et conduiraient à une période de tension dans un contexte de désoptimisation de la maintenance nucléaire entre 2021 et 2024, avec un déficit de capacité à horizon 2022-2023. Cette situation de forte vigilance ne prendrait fin qu'à la mise en service de l'EPR, qui couplée au développement de l'éolien offshore permettrait de dégager des marges plus favorables à partir de 2026.

Toutefois, depuis la publication du bilan prévisionnel 2021, les nouvelles incertitudes relatives au parc de production électrique, apparues depuis la fin de l'année 2021, pourraient avoir un impact défavorable sur l'évolution des marges du système à court et moyen terme. En particulier, les risques de rupture d'approvisionnement en gaz et les problèmes de corrosion limitant la disponibilité du parc nucléaire pourraient dégrader ces marges dans les années à venir, c'est pourquoi RTE prévoit d'actualiser ses prévisions.

L'architecture du mécanisme de capacité permet en théorie d'envoyer un signal au marché afin de développer les leviers (effacement, stockage, mise en service d'unité sous cocon) nécessaires au rétablissement de la sécurité d'approvisionnement. Cette incitation se matérialise notamment par une hausse du prix de la capacité reflet de la tension sur le marché des garanties de capacité.

RTE avait adapté à titre exceptionnel certaines modalités des règles du mécanisme de capacité pour l'hiver 2020-2021 afin d'assouplir certaines contraintes réglementaires pouvant peser sur les exploitants de capacité souhaitant augmenter leur disponibilité sur cet hiver. En prenant en compte ces modalités exceptionnelles et en se basant sur le retour d'expérience des trois premières années du mécanisme de capacité publié par RTE en août 2021, de nouvelles règles du mécanisme ont été adoptées en décembre 2021, dont l'un des principaux objectifs est la simplification du mécanisme.

### 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 (i) aux services système fréquence et (ii) à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au recouvrement des charges d'ajustement ainsi que les méthodes de calcul des écarts et les charges relatives aux contractualisations de RTE. De plus, la CRE approuve l'accord opérationnel du bloc réglage fréquence-puissance France.

En 2022 et au 1<sup>er</sup> semestre 2023, la CRE a ainsi approuvé des modifications de ces règles concernant notamment :

- Les modalités de sécurisation financière du dispositif de responsable d'équilibre, afin de limiter l'exposition financière de RTE mais également de l'ensemble des utilisateurs du réseau face aux impacts financiers pouvant résulter d'un comportement frauduleux ou d'une défaillance financière d'un responsable d'équilibre ;
- Les paramètres de pilotage ex ante du solde du compte « ajustement-écarts » de RTE ;
- Le passage à 50% de contractualisation des réserves rapide et complémentaire par le biais d'un appel d'offres journalier pour l'année 2023, la seconde moitié de ces capacités étant contractualisées par le biais d'un appel d'offres annuel.

#### 2.3.2.1.2 Le mécanisme de calcul des écarts et prix associés

Tout acteur voulant effectuer des transactions commerciales d'achat et de vente d'énergie utilisant le réseau public de transport et le réseau public de distribution doit signer un accord de rattachement à un responsable d'équilibre

(RE), entité responsable financièrement des écarts observés au sein de son périmètre. Les écarts des responsables d'équilibre sont calculés au pas demi horaire, et définis comme la différence entre l'injection totale et le soutirage total sur leurs périmètres, comprenant d'une part la différence entre l'injection physique et le soutirage physique mesurés mais aussi la différence entre les transactions nationales d'achat/vente et les transactions d'import/export aux interconnexions déclarées.

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

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

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

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

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

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

**Figure 40 Le prix des écarts depuis avril 2017**

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

Source : RTE

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

Le 10 mars 2022<sup>120</sup>, la CRE a approuvé une modification de la méthode de fixation du coefficient « k », afin de passer d'un rejeu *ex post* de ce coefficient à un pilotage *ex ante*, et ainsi raccourcir le processus de règlement des écarts. Le 20 octobre 2022<sup>121</sup>, la CRE a approuvé les paramètres pour calculer, chaque mois, le coefficient k en fonction du solde du compte ajustements-écarts constitué de la somme des charges et produits provenant de l'équilibrage du système électrique par RTE. Cette nouvelle fonction pour le coefficient « k » est entrée en application le 1<sup>er</sup> janvier 2023.

<sup>120</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 10 mars 2022 portant approbation des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre

<sup>121</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 20 octobre 2022 portant approbation des paramètres de pilotage *ex ante* du solde du compte « ajustement-écarts » de RTE

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

RTE s'est connecté à la plateforme TERRE 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.

RTE n'a pas utilisé la plateforme TERRE de façon nominale dès le début, mais a débuté par une phase dite « d'exploitation sous contrôle » durant laquelle il a progressivement augmenté sa participation, passant de quelques heures par jours début 2021 à une connexion permanente en avril 2022.

En 2022, RTE a activé en moyenne 30% de ses besoins de réserves complémentaires sur la plateforme TERRE. Malgré l'augmentation de la participation de RTE, la liquidité des offres françaises sur la plateforme reste faible et la majorité de la demande française est satisfaite par des offres étrangères, dont les prix sont à ce stade plus faibles en moyenne que ceux des offres des acteurs français.

Par ailleurs, en juillet 2022<sup>122</sup>, la CRE a octroyé à RTE deux dérogations pour la connexion aux plateformes européennes d'échange d'énergies de réserve secondaire (plateforme PICASSO) et tertiaire rapide (plateforme MARI). Ces deux dérogations, d'une durée de deux années, portent jusqu'en juillet 2024.

### 2.3.2.2 Le mécanisme de capacité

Le code de l'énergie établit, dans ses articles L. 335-1 et suivants, un dispositif d'obligation de capacités. Chaque fournisseur est ainsi tenu de s'approvisionner en garanties de capacité pour couvrir la consommation de l'ensemble de ses clients en périodes de pointe de consommation nationale. Ce mécanisme incite à développer, à moyen terme, des capacités de production ou d'effacement.

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

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

Six enchères de capacité se sont déroulées sur le marché d'EPEX SPOT courant 2022 pour l'année de livraison 2023, ainsi qu'une visant l'année de livraison 2019, une pour l'année de livraison 2021, une pour l'année de livraison 2022, et quatre pour l'année de livraison 2024.

A ce jour, trois enchères se sont déroulées en 2023 pour l'année de livraison 2024, ainsi qu'une enchère pour l'année de livraison 2020, et une pour l'année de livraison 2023.

Les enchères réalisées en 2022 pour l'année de livraison 2023 ont vu le prix de la capacité se stabiliser autour de 43 000 €/MW, à l'exception de l'enchère du 8 décembre 2022 qui a atteint le prix administré de 60 000 €/MW, qui est aussi le prix plafond sur le mécanisme de capacité.

Au total, la moyenne des prix des enchères, prise en compte par la CRE dans le calcul des tarifs réglementés de vente pour 2023, hors effet de rationnement de l'ARENH<sup>123</sup> s'est établie à 45 622 €/MW contre 26 250 €/MW l'année de livraison précédente.

A ce jour, le prix de la capacité pour l'année 2024 s'élève à 27 000 €/MW, traduisant moins de craintes pour la sécurité d'approvisionnement en 2024 par rapport à 2023.

Les autorités françaises et RTE ont mené en 2020 un retour d'expérience sur le fonctionnement du mécanisme de capacité français, dont les conclusions ont été publiées mi-2021. Ce retour d'expérience sert de base aux réflexions menées actuellement autour d'une refonte du mécanisme de capacité. Les réflexions en cours rassemblent l'ensemble des acteurs. Elles doivent aboutir début 2024 en vue d'une saisine des autorités européennes, dans l'objectif d'implémenter cette refonte du mécanisme de capacité à partir de l'année de livraison 2026.

## 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).

<sup>122</sup> Délibération de la CRE du 21 juillet 2022 portant décision d'octroi de dérogations pour la connexion de RTE aux plateformes européennes pour l'échange d'énergie d'équilibrage à partir de réserve secondaire et de réserve tertiaire rapide

<sup>123</sup> Le coût de l'approvisionnement en capacité dans les TRVE tient compte, le cas échéant, des garanties de capacité contenues dans l'ARENH. Le coût moyen de la capacité considéré dans les TRVE s'est établi à 3,5 €/MWh en 2020 et 5,9 €/MWh en 2021

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

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

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

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

GRTgaz appartient à Engie à hauteur de 60,8 % et à un consortium public composé de la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC), et de CNP Assurances à hauteur de 38,6 %. Le FCPE GRTgaz Alto (Fonds Commun du Plan d'Épargne pour les salariés) détient également des parts à hauteur de 0,5 %. GRTgaz possède elle-même des parts à hauteur de 0,1 % correspondant à des rachats de parts Alto (liées à la vente de parts par les salariés) mais qui ne donnent pas droit à vote. GRTgaz opère un réseau de canalisations long d'environ 32 500 km, recouvrant une grande partie du territoire français à l'exception du Sud-Ouest. GRTgaz achemine environ 650 TWh de gaz par an.

Teréga opère un réseau long d'environ 5 000 km dans le Sud-Ouest de la France, qui constitue une zone d'équilibrage unique. Depuis le premier semestre 2015, Teréga est détenu à hauteur de 40,5 % par SNAM Rete Gas, opérateur de transport et de stockage de gaz italien, à hauteur de 31,5 % par Pacific Mezz Luxembourg S.a.r.l. (société de droit luxembourgeois gérée par GIC Special Investments Private Limited, société de droit singapourien), à hauteur de 18 % par Ouestgaz SAS (détenue en totalité par Electricité de France S.A.) et à hauteur de 9 % par Predica, Prévoyance Dialogue du Crédit Agricole S.A. et à hauteur de 1% par Crédit Agricole Assurances Retraite (CAAR). Teréga achemine environ 120 TWh de gaz par an.

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

GRTgaz a été certifié par la CRE en tant que gestionnaire de transport indépendant de l'entreprise verticalement intégrée (EVI) selon le modèle de séparation patrimoniale (ITO, *Independent Transmission Operator*) le 26 janvier 2012<sup>124</sup>.

La CRE a maintenu la certification de GRTgaz<sup>125</sup> en modèle ITO à la suite de l'augmentation de capital de la société SIG au sein du capital de GRTgaz.

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

Conformément aux dispositions du code de l'énergie, les GRT appartenant à une EVI ont l'obligation de soumettre à la CRE, pour approbation, le renouvellement ou la signature de tout accord commercial et financier, ou de tout contrat de prestations de services conclu et fourni par l'EVI ou toute société contrôlée par l'EVI, au plus tard deux mois avant son entrée en vigueur. La CRE veille à ce que ces accords et contrats ne portent pas atteinte à l'indépendance des GRT.

Au cours de l'année 2021, 52 contrats conclus entre GRTgaz et l'EVI ou entre GRTgaz et les sociétés contrôlées par l'EVI ont été examinés par la CRE. L'ensemble de ces contrats a fait l'objet d'une décision favorable de la CRE.

La CRE reste également attentive à ce qu'en matière de déontologie, les règles internes garantissent l'indépendance des salariés et des dirigeants de GRTgaz vis-à-vis de la maison-mère. Dans ce cadre, elle s'est prononcée en mars 2022<sup>126</sup> sur la nomination de deux membres de la minorité du conseil d'administration de GRTgaz puis sur la reconduction d'un membre de cette minorité en avril 2023<sup>127</sup>. Enfin, la CRE s'assure régulièrement que le GRT dispose de toutes les ressources humaines, financières, matérielles et techniques nécessaires à l'accomplissement de ses missions en toute indépendance.

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

Comme GRTgaz, Teréga (ex-TIGF) a été certifié par la CRE en tant que gestionnaire de transport indépendant de l'entreprise verticalement intégrée (modèle ITO, *Independent Transmission Operator*) le 26 janvier 2012<sup>128</sup>. A la suite du changement de l'actionnariat du GRT, la CRE a ouvert une procédure de réexamen de la certification de Teréga. Le GRT n'appartenant plus à un groupe intégré, la CRE a certifié TIGF en modèle de séparation patrimoniale (modèle OU, *Ownership Unbundling*) le 3 juillet 2014<sup>129</sup>.

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

<sup>125</sup> Délibération de la CRE du 9 décembre 2021 sur le maintien de la certification de GRTgaz.

<sup>126</sup> Délibération de la CRE du 17 mars 2022 portant décision relative à la proposition de nomination de deux membres de la minorité du conseil d'administration de GRTgaz

<sup>127</sup> Délibération de la CRE du 13 avril 2023 portant décision relative à la proposition de reconduction d'un membre de la minorité du conseil d'administration de GRTgaz

<sup>128</sup> Délibération de la CRE du 26 janvier 2012 portant décision de certification de la société TIGF

<sup>129</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 3 juillet 2014 portant décision de certification de la société TIGF

Enfin, la CRE a étudié courant 2015 le maintien de la certification de TIGF en modèle de séparation patrimoniale à la suite de l'acquisition de 10% du capital de TIGF par la société Prédica Prévoyance Dialogue du Crédit Agricole S.A et a pris une délibération approuvant la conformité de la situation de TIGF le 4 février 2016.<sup>130</sup>

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

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

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

- par délibération du 20 juillet 2017, la CRE a maintenu la certification de Teréga à la suite de deux prises de participation du groupe Crédit Agricole dans des entreprises de production ou de fourniture d'énergie (Opérations Cogestar et Quadrica) ;
- par délibération du 12 avril 2018, la CRE a maintenu la certification de Teréga à la suite de deux prises de participation du groupe Crédit Agricole dans des entreprises de production ou de fourniture d'énergie (Opérations FEI3 et LCV) ;
- par délibération du 27 septembre 2018, la CRE a maintenu la certification de Teréga à la suite d'une prise de participation du groupe GIC dans une entreprise de production d'énergie (Opération ContourGlobal) ;
- par délibération du 25 juin 2019, la CRE a maintenu la certification de Teréga à la suite de trois prises de participation du groupe Crédit Agricole dans des entreprises de production ou de fourniture d'énergie (Opérations Cogestar 3 et Wood) ;
- par délibération du 16 juillet 2020, la CRE a maintenu la certification de Teréga à la suite de deux prises de participation du groupe Crédit Agricole dans des entreprises de production ou de fourniture d'énergie (Opérations Eurowatt Energies et FEIH2).
- par délibération du 28 juillet 2021, la CRE a maintenu la certification de Teréga à la suite d'une prise de participation du groupe Crédit Agricole dans des entreprises de production d'énergie (Opérations FEIH/FEIH2, Quadrica/Leuret et Eurowatt Energies)
- par délibération du 18 novembre 2021, la CRE a maintenu la certification de Teréga à la suite d'une prise de participation du groupe GIC Special Investments Private Limited dans la société China Three Gorges International qui elle-même détient des participations dans des sociétés actives dans la production et la commercialisation d'énergie.

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

Le code de l'énergie impose la création, au sein de chaque GRT appartenant à une EVI, de la fonction de responsable de la conformité. Chaque responsable de la conformité est chargé de veiller au respect des engagements fixés dans le code de bonne conduite de son entreprise, ainsi que de veiller à la conformité des pratiques des opérateurs avec les règles d'indépendance. Il a également la responsabilité de la rédaction d'un rapport annuel sur la mise en œuvre du code de bonne conduite, présenté à la CRE. La CRE a approuvé la proposition de nomination et la lettre de missions du nouveau responsable de la conformité de GRTgaz le 16 avril 2020<sup>131</sup>.

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

En application de l'article L. 134-15 du code de l'énergie, la CRE a publié la treizième édition du rapport sur le respect des codes de bonne conduite et sur l'indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel (RCBCI) en mai 2023<sup>132</sup>.

<sup>130</sup> Délibération de la CRE du 4 février 2016 portant décision sur le maintien de la certification de la société TIGF à la suite de l'entrée de la société Predica dans le capital de TIGF Holding

<sup>131</sup> Délibération de la CRE du 16 avril 2020 portant approbation de la proposition de nomination et de la lettre de mission du responsable de la conformité de la société GRTgaz

<sup>132</sup> Rapport 2021-2022 sur le respect des codes de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel



Concernant GRTgaz, la CRE y a relevé des évolutions positives sur les années 2021 et 2022. GRTgaz a tenu ses principaux engagements en 2021 et 2022 en matière de transparence, objectivité, non-discrimination et protection des informations commercialement sensibles (ICS). La CRE considère que l'indépendance de GRTgaz vis-à-vis de sa maison-mère s'est améliorée. GRTgaz s'est conformé à la plupart des demandes formulées par la CRE dans le cadre de sa certification.

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

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

En ce qui concerne Teréga, depuis la délibération du 18 novembre 2021 portant décision sur le maintien de la certification de Teréga<sup>133</sup>, la CRE a surveillé le respect de ses obligations en matière d'indépendance. La CRE constate une amélioration de la situation car Teréga s'est conformé à l'ensemble des demandes formulées par la CRE dans le cadre du dernier rapport sur le rapport RCBCI. Dans le rapport précédent, la CRE avait constaté en 2019 et en 2020, un retard significatif dans la transmission des éléments relatifs à la nomination de nouveaux administrateurs au conseil d'administration des trois sociétés du Groupe. En 2021 et 2022, Teréga a transmis à temps les informations concernant des nouveaux administrateurs.

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

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

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

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

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

Dans le cadre de sa mission générale portant sur le bon fonctionnement des marchés, la CRE s'assure que les gestionnaires de réseaux sont indépendants de leur maison mère. Cette vérification se fait à partir de l'organisation interne et des règles de gouvernance, de l'autonomie de fonctionnement et de la mise en place d'un responsable de la conformité chargé des obligations d'indépendance et du respect du code de bonne conduite.

La CRE a constaté, dans la treizième édition de son rapport sur le respect des codes de bonne conduite et sur l'indépendance des gestionnaires de réseaux (RCBCI) publiée en mai 2023<sup>134</sup>, que les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz respectent de manière globalement satisfaisante les règles d'indépendance et de bonne conduite : tous les gestionnaires de réseaux témoignent d'un niveau de maturité important dans l'exercice de leurs missions. Ils publient annuellement un rapport sur le respect de leur code de bonne conduite et rendent compte auprès de la CRE des actions entreprises en la matière.

<sup>133</sup> Délibération de la CRE du 18 novembre 2021 portant décision sur le maintien de la certification de la société Teréga à la suite d'une prise de participation du groupe GIC dans une entreprise active dans la production d'énergie

<sup>134</sup> Rapport 2021-2022 sur le respect des codes de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel

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

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

- En matière de ressources humaines, plusieurs gestionnaires de réseaux de distribution continuent, de distribuer des actions de la maison-mère à leurs dirigeants, de leur donner accès aux fonds dotés exclusivement d'actions du groupe, ou encore de distribuer à leurs salariés une participation calculée au périmètre de l'entreprise verticalement intégrée (EVI), compromettant ainsi l'indépendance des dirigeants et des salariés des gestionnaires de réseaux de distribution ;
- Concernant la mise en œuvre de la séparation de moyens entre leurs activités régulées et concurrentielles, la CRE a salué la démarche des opérateurs qui ont filialisé leurs activités concurrentielles et a appelé à la généralisation de cette pratique, qui assure l'absence de subvention croisée et la séparation effective des moyens. La CRE a cependant rappelé le cadre légal et réglementaire sur la prise de participation des gestionnaires de réseaux dans des sociétés de production d'énergie. La CRE a ainsi réitéré sa demande à R-GDS concernant la cession de ses parts au sein de la société de production Biogénère au plus tard le 31 décembre 2023 ;
- Concernant la communication des opérateurs sur les activités régulées et concurrentielles, la CRE a rappelé l'importance d'une communication n'entretenant aucune confusion entre, d'une part, les missions de monopole des gestionnaires de réseaux et, d'autre part, les activités concurrentielles que ces derniers peuvent poursuivre.

### 3.1.2 Les aspects techniques

#### 3.1.2.1 Le système de comptage évolué des GRD de gaz

GRDF prépare 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 six délibérations de la CRE entre 2009 et 2021, une en 2009, une en 2011, deux en 2013<sup>135</sup>, une en 2014<sup>136</sup> et une en 2021<sup>137</sup> précédées chacune d'une consultation publique. Une délibération sera publiée fin 2023 pour actualiser le cadre de régulation incitative de la performance du système 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<sup>138</sup> afin de permettre à GRDF de sécuriser la capacité d'approvisionnement de matériels auprès des fabricants et de constituer des stocks de sécurité, d'optimiser les performances et stabiliser les fonctionnalités des systèmes d'information et des outils de mobilité et d'enrichir les expérimentations avec les fournisseurs et les consommateurs. Ce déploiement industriel se poursuivra jusqu'à l'été 2023 avec un objectif de 95 % de compteurs évolués déployés.

<sup>135</sup> La CRE a proposé, par [délibération du 13 juin 2013](#), aux ministres chargés de l'énergie et de la consommation d'approuver la mise en œuvre du déploiement généralisé du système de comptage évolué de GRDF. Cette proposition a été faite au vu des résultats de l'évaluation technico-économique réalisée par la CRE en 2013, en particulier de la valeur actualisée nette (VAN) du projet et des bénéfices de ce projet pour les consommateurs.

Le même jour, la CRE a adopté une délibération portant orientations sur le cadre de régulation du système de comptage évolué de GRDF dans laquelle elle indique qu'« en cas de décision favorable des ministres, la CRE procédera à la modification du tarif ATRD4 de GRDF. Ces travaux feront l'objet d'une nouvelle délibération tarifaire de la CRE [...], en application des articles L.452-2 et L.452-3 du code de l'énergie encadrant les compétences tarifaires de la CRE. Cette délibération définira le traitement tarifaire du système de comptage évolué de GRDF [...] ».

<sup>136</sup> Dans ce cadre, [la délibération de la CRE du 17 juillet 2014](#) portant décision sur le cadre de régulation incitative du système de comptage évolué de GRDF a défini le cadre de régulation incitative spécifique du système de comptage évolué de GRDF, ainsi que les modalités de prise en compte des coûts et gains prévisionnels du projet dans le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF (dit « tarif ATRD4 »). Ainsi, l'évolution du tarif ATRD4 de GRDF au 1<sup>er</sup> juillet 2015 de + 3,93 % intègre le facteur d'évolution C, correspondant à la prise en compte des coûts du projet de comptage évolué entre le 1<sup>er</sup> juillet 2013 et le 31 décembre 2015 sur le périmètre de la zone de desserte de GRDF bénéficiant du tarif péréqué ATRD4, et fixé dans la délibération de la CRE du 17 juillet 2014 à + 1,32 %.

<sup>137</sup> [La délibération de la CRE n°2021-246 du 28 juillet 2021](#) a prolongé et actualisé le cadre de régulation incitative du projet de comptage évolué de GRDF pour les dernières années du projet.

<sup>138</sup> Le décalage de cette date T0 de lancement du déploiement industriel était prévu par la délibération de la CRE du 17 juillet 2014. La CRE a pris [la délibération n°2017-286 du 21 décembre 2017](#) portant décision sur la mise en œuvre du cadre de régulation incitative du système de comptage évolué de GRDF afin de recalculer le mécanisme de régulation incitative sur la date effective du démarrage du déploiement industriel, le 2 mai 2017.

Six ans après le lancement de la généralisation du déploiement du projet « Gazpar », plus de 11 millions de compteurs évolués étaient posés à la fin du mois d'avril 2023, en ligne avec la trajectoire prévue.

Par ailleurs, les deux entreprises locales de distribution (ELD) Régaz-Bordeaux et GreenAlp, qui desservent respectivement 230 000 et 47 000 consommateurs environ, ont également lancé le déploiement massif de leur système de comptage évolué après que la CRE a procédé à l'analyse technico-économique de ces derniers, et proposé leur approbation aux ministres<sup>139</sup>.

Régaz-Bordeaux, dont le projet Datagaz a débuté en 2019, a posé 169 000 compteurs à la fin du mois d'avril 2023. La fin du déploiement est prévue pour 2026.

GreenAlp, dont le projet de comptage évolué a débuté en 2020, a posé près de 19 382 compteurs à la fin du mois d'avril 2023. La fin du déploiement est prévue pour 2025.

Enfin, la CRE a mené avec les ELD de gaz naturel 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, et en a proposé l'approbation aux ministres<sup>140</sup>. Le déploiement de ces projets s'échelonnait de 2023 à 2029.

### 3.1.2.2 La qualité de service

#### 3.1.2.2.1 Evolution de la qualité de service des gestionnaires de réseaux de transport

Les gestionnaires de réseaux publient régulièrement les résultats des indicateurs de qualité de service sur leurs sites internet destinés au grand public. En complément à ces publications, la CRE a demandé à l'ensemble des gestionnaires de réseaux d'élaborer, à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2016, un rapport annuel ad hoc relatif à l'analyse qualitative de la totalité de leurs indicateurs de qualité de service.

Les tarifs de transport (dits « tarifs ATRT7 ») en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> avril 2020 prévoient un mécanisme de régulation incitative de la qualité de service, fondée sur le suivi d'indicateurs transmis chaque mois par les GRT à la CRE et rendus publics sur leur site internet. GRTgaz et Teréga suivent actuellement quatorze indicateurs, dont quatre, considérés comme particulièrement importants pour le bon fonctionnement du marché, sont incités financièrement par des bonus et des pénalités en fonction de l'atteinte des objectifs fixés par la CRE. Pour ces quatre indicateurs, la CRE a déterminé des valeurs plafond et plancher correspondant aux valeurs maximales et minimales du montant de l'incitation financière pour chacun de ces indicateurs, fixées en cohérence avec l'historique de chaque indicateur et en s'assurant que ces seuils correspondent à des situations exceptionnelles qui justifient l'interruption du mécanisme de régulation incitative.

Sur l'année 2022, la régulation incitative de la qualité de service de GRTgaz et Teréga a généré des bonus globaux de, respectivement, 1587 k€ et 647 k€. Les niveaux de ces bonus générés au titre de l'année 2021 globalement stables pour GRTgaz et Teréga par rapport à ceux générés en 2021 de respectivement, 1600 k€ et 625 k€.

#### 3.1.2.2.2 Evolution de la qualité de service de GRDF et des ELD

##### Qualité de service de GRDF :

Le tarif ATRD6 de GRDF, entré en vigueur au 1<sup>er</sup> juillet 2020<sup>141</sup>, a reconduit en le faisant évoluer le mécanisme de régulation incitative de la qualité de service introduit dans le tarif précédent (ATRD5). 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 ATRD6 la liste des indicateurs de qualité de service suivis en cohérence avec les pratiques opérationnelles de GRDF et les nouveaux enjeux liés à l'activité de l'opérateur. Désormais GRDF suit 33 indicateurs dont 15 font l'objet d'une incitation financière.

Afin que GRDF reste mobilisé pour accroître sa performance quel que soit le niveau atteint, la CRE a défini, pour chaque indicateur faisant l'objet d'une incitation financière<sup>142</sup>, un unique objectif de référence en-dessous duquel l'opérateur versera une pénalité et au-dessus duquel il percevra un bonus. En complément, la CRE a déterminé des valeurs plafond et plancher correspondant aux valeurs maximales et minimales du montant de l'incitation financière pour chacun de ces indicateurs, fixées en cohérence avec l'historique de chaque indicateur et en s'assurant que

<sup>139</sup> Délibération de la CRE n°2017-259 portant proposition d'approbation du lancement du déploiement des projets de comptage évolué de gaz naturel des gestionnaires de réseaux de distribution Régaz-Bordeaux et GEG.

<sup>140</sup> Délibérations de la CRE n°2021-102 portant proposition d'approbation du lancement du déploiement du projet de comptage évolué de gaz naturel du gestionnaire de réseaux de distribution R-GDS, et délibération de la CRE n°2022-31 portant proposition d'approbation du lancement du déploiement des projets de comptage évolué de gaz naturel des entreprises locales de distribution de gaz naturel

<sup>141</sup> Délibération de la CRE du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF

<sup>142</sup> A l'exception des indicateurs de nombre de rendez-vous planifiés non respectés par le GRD, de taux de réponse aux réclamations fournisseurs dans les 15 jours calendaires, de taux de réponse aux réclamations de consommateurs dans les 30 jours calendaires et du taux de raccordements réalisés dans les délais convenus pour le marché grand public et le marché d'affaires pour lesquels seul un objectif de base est défini.

ces seuils correspondent à des situations exceptionnelles qui justifient l'interruption du mécanisme de régulation incitative.

Sur l'année 2022, la régulation incitative de la qualité de service de GRDF a généré un bonus de - 1,0 M€, ainsi que + 1,3 M€ au titre de la performance du système de comptage évolué, soit + 3,1 M€ par rapport à l'année 2021.

#### Qualité de service des ELD :

Les tarifs ATRD6 des ELD sont entrés en vigueur au 1<sup>er</sup> juillet 2022<sup>143</sup>. Les ELD disposent également d'un mécanisme de régulation incitative de la qualité de service, analogue à celui mis en place pour le tarif ATRD6 de GRDF, qui est adapté à la taille et aux contraintes des opérateurs. Les neuf ELD disposant d'un tarif ATRD spécifique suivent entre onze et quinze indicateurs ; les ELD au tarif commun suivent un unique indicateur, celui relatif au nombre de rendez-vous planifiés non respectés par le GRD.

Sur l'année 2022, la régulation incitative de la qualité de service des ELD a généré au total un bonus/malus compris entre 45 k€ et 1 k€ pour les ELD, qui sont venus s'ajouter au montant du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) de chaque ELD à apurer.

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

#### 3.1.3.1 Les tarifs de raccordement au réseau

Dans le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga, dit tarif ATRT, une « remise développement » est prévue, qui peut être accordée au client pour chaque nouveau raccordement ou adaptation de poste. Dans ce cas, la participation financière demandée au client correspond au coût du raccordement diminué des recettes d'acheminement futures que le client versera sur une période de dix ans. Ce dispositif permet de garantir un investissement rentable pour le tarif sur une période inférieure ou égale à dix ans. La participation financière du client ne pourra être inférieure à 50 % du coût du raccordement.

Lors des études de faisabilité, les GRT déterminent :

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

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

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

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

#### 3.1.3.2 Les tarifs d'accès aux réseaux de transport

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

Le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga, dit tarif ATRT<sup>144</sup>, s'applique depuis le 1<sup>er</sup> avril 2020, 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 ATRT7 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.

<sup>143</sup> Délibération de la CRE n°2017-281 du 21 décembre 2017 portant décision sur les tarifs péréqués d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel des entreprises locales de distribution

<sup>144</sup> Délibération de la CRE n°2020-012 du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga.

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 4,25 %, assure une rémunération raisonnable des capitaux investis, permettant de maintenir l'attractivité des infrastructures d'énergie en France au regard des autres pays européens.

#### **3.1.3.2.1 La régulation incitative des charges d'exploitation**

La régulation incitative des charges nettes d'exploitation a pour objectif, en laissant aux opérateurs 100 % des écarts entre la trajectoire réalisée et la trajectoire tarifaire, de les inciter à améliorer leur efficacité sur la période tarifaire.

La trajectoire des charges nettes d'exploitation de GRTgaz et de Teréga est définie sur la période 2020 – 2023 et correspond à celle d'opérateurs efficaces. Cette trajectoire prend en compte le niveau d'efficacité révélé lors de la période tarifaire ATRT6 de sorte que les utilisateurs des réseaux bénéficient de ces gains de productivité dans la durée. Cette trajectoire correspond à une enveloppe globale. Les GRT ont en conséquence la liberté de répartir cette enveloppe entre les différentes natures de charges, en fonction de leurs choix.

Les gains de productivité supplémentaires qui pourraient être réalisés par les GRT au-delà de la trajectoire fixée par le tarif ATRT7 (hors postes couverts par le CRCP) seront conservés intégralement par les GRT, comme pour le tarif ATRT6. De façon symétrique, les surcoûts éventuels seront intégralement supportés par les GRT.

Par ailleurs, le tarif ATRT7 prévoit une clause de rendez-vous au bout de deux ans qui permettra, sous conditions, d'ajuster à la hausse ou à la baisse, la trajectoire des charges nettes d'exploitation de GRTgaz et Teréga sur les années 2022 et 2023. Les conséquences éventuelles de nouvelles dispositions législatives ou réglementaires ou d'une décision juridictionnelle ou quasi-juridictionnelle pourront être examinées si le niveau des charges nettes d'exploitation retenues dans le tarif de GRTgaz ou de Teréga se trouvait modifié d'au moins 1%. Cette clause n'a pas été activée par les opérateurs.

#### **3.1.3.2.2 La régulation incitative de la qualité de service**

Le dispositif de régulation incitative de la qualité de service mis en œuvre dans le tarif ATRT7 vise à améliorer la qualité du service rendu aux utilisateurs. La publication du tarif ATRT7 a été l'occasion de simplifier le dispositif existant (suppression de deux indicateurs), d'adapter les indicateurs relatifs aux programmes de maintenances, et d'introduire de nouveaux indicateurs de suivi du bon fonctionnement de la zone de marché unique ainsi qu'un nouvel indicateur relatif à l'environnement.

#### **3.1.3.2.3 La régulation incitative des investissements**

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

Par ailleurs, la CRE a reconduit, en le modifiant à la marge, le dispositif d'incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements d'un budget supérieur à 20 M€ prévu dans le tarif ATRT6.

- 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€.

Enfin, le tarif ATRT6 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 ATRT7 reconduit ce mécanisme pour GRTgaz et Teréga (véhicules et immobilier seulement).

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

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

Pour la période tarifaire ATRT7, la CRE maintient le dispositif d'incitation à la maîtrise des coûts des charges liées à la R&D&I des opérateurs, avec la possibilité pour les GRT de réviser de cette trajectoire à mi-période tarifaire. Les montants alloués à la R&D&I et qui n'auraient pas été engagés seront restitués aux utilisateurs en fin de période tarifaire via le CRCP. En cas de dépassement par les GRT de la trajectoire fixée pour quatre ans, les écarts resteront à leur charge. A l'occasion de la mise à jour tarifaire de mi-période, la trajectoire de Teréga a été réévaluée de 0,5 M€ afin de prendre en compte des besoins plus importants en ce qui concerne la sécurité et l'injection d'hydrogène en mélange dans le réseau. GRTgaz n'a pas demandé de révision de sa trajectoire de charges de R&D.

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

Enfin, le guichet *smart grids* est étendu aux GRT de gaz : sous réserve de pouvoir justifier d'une analyse coûts bénéfiques favorable, et pour des projets dépassant 1 M€ relevant du déploiement des *smart grids*, les GRT pouvaient demander à mi-période tarifaire l'intégration à leur trajectoire des surcoûts de charges d'exploitation liés à ce type de projets. Les GRT n'ont pas fait de demande en ce sens à l'occasion de la mise à jour de mi-période.

#### 3.1.3.2.5 La mise à jour annuelle

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

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

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

Enfin, un reversement entre les deux GRT permet de compenser les écarts de recettes induits par l'application d'un coefficient moyen  $k_{\text{national}}$  sur les termes du réseau principal.

Le tarif ATRT7 évolue annuellement, à compter de 2021, le 1<sup>er</sup> avril de chaque année, selon les principes suivants :

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

$$Z = \text{IPC} + X + k_{\text{national}}$$

Où :

- Z est la variation de la grille tarifaire au 1<sup>er</sup> avril de l'année N, exprimée en pourcentage et arrondi à 0,01 % près ;
- IPC est, pour un ajustement de la grille tarifaire au 1<sup>er</sup> avril de l'année N, le taux d'inflation prévisionnel pour l'année N ;
- X est le facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire du réseau principal ;

- $k_{\text{national}}$  est l'évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, plafonné à +/-2 %, correspondant à la moyenne pondérée par les recettes de souscriptions de capacités des coefficients  $k_{\text{GRTgaz}}$  et  $k_{\text{Teréga}}$ .

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

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

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

Où :

- $Z_{\text{GRTgaz}}$  est la variation de la grille tarifaire au 1<sup>er</sup> avril de l'année N, exprimée en pourcentage et arrondi à 0,01 % près ;
- IPC est, pour un ajustement de la grille tarifaire au 1<sup>er</sup> avril de l'année N, le taux d'inflation prévisionnel pour l'année N ;
- $X_{\text{GRTgaz}}$  est le facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire du réseau régional de GRTgaz ;
- $k_{\text{GRTgaz}}$  est l'évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, plafonné à +/-2 %, provenant principalement de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et produits (CRCP) de GRTgaz.

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

$$Z_{\text{Teréga}} = \text{IPC} + X_{\text{Teréga}} + k_{\text{Teréga}}$$

Où :

- $Z_{\text{Teréga}}$  est la variation de la grille tarifaire au 1<sup>er</sup> avril de l'année N, exprimée en pourcentage et arrondi à 0,01 % près ;
- IPC est, pour un ajustement de la grille tarifaire au 1<sup>er</sup> avril de l'année N, le taux d'inflation prévisionnel pour l'année N ;
- $X_{\text{Teréga}}$  est le facteur d'évolution annuel sur la grille tarifaire du réseau régional de Teréga ;
- $k_{\text{Teréga}}$  est l'évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, plafonné à +/-2 %, provenant principalement de l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et produits (CRCP) de Teréga.

En outre, la délibération ATRT 7 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.

La CRE a ainsi pris une décision sur l'évolution annuelle du tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga au 1<sup>er</sup> avril 2023<sup>145</sup>.

### **Evolution tarifaire au 1er avril 2023**

La CRE retient des hausses de +2,08 % des termes tarifaires du réseau principal de GRTgaz et de Teréga, et, respectivement, de +2,02 % et de +2,75 % des termes tarifaires du réseau régional de GRTgaz et du réseau régional de Teréga. Ces évolutions prennent en compte :

- l'hypothèse d'inflation pour 2023 retenue dans le projet de loi de finances pour l'année 2023 (4,2 %) ;
- les facteurs d'évolution annuelle des termes tarifaires du réseau principal et des réseaux régionaux fixés dans la délibération ATRT7 (facteurs X dans le tableau qui suit) ;
- l'apurement du solde du compte de régularisation des charges et produits (CRCP) des GRT calculé au 31 décembre 2022 (facteurs k dans le tableau qui suit).

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

### **Modification de certains éléments de la structure et du cadre tarifaire**

La conjoncture a profondément changé depuis l'entrée en vigueur du tarif ATRT7. L'invasion russe en Ukraine et la très forte réduction des importations de gaz russe en Europe ont largement modifié le fonctionnement physique du système gazier européen et ont engendré une forte hausse des prix et de la volatilité sur les marchés de l'énergie.

<sup>145</sup> Délibération de la CRE du 31 janvier 2023 portant décision sur l'évolution annuelle du tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga au 1<sup>er</sup> avril 2023

Cela conduit la CRE à modifier certains éléments de la structure et du cadre tarifaires pour, d'une part, accompagner les mesures visant à renforcer la sécurité d'approvisionnement et, d'autre part, adapter le tarif ATR7 à ces nouvelles incertitudes :

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

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

### 3.1.3.3 Les tarifs d'accès au réseau de distribution

#### 3.1.3.3.1 La mise à jour annuelle du tarif de GRDF

La mise à jour annuelle du tarif ATRD6 en date du 10 mai 2023<sup>146</sup> a fait évoluer la grille tarifaire du TURPE 6 HTA-BT de + 4,30 % au 1<sup>er</sup> juillet 2023, en application des modalités prévues dans le tarif :

- la prise en compte de l'inflation pour + 4,20 % ;
- le facteur d'évolution annuel automatique de - 1,9 % ;
- la prise en compte du solde du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP) soit + 2 %.

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

Pour la période tarifaire ATRD6, la CRE a maintenu le dispositif d'incitation à la maîtrise des coûts des charges liées à la R&D&I des opérateurs, avec la possibilité pour GRDF de réviser cette trajectoire à mi-période tarifaire. Les montants alloués à la R&D&I et qui n'auraient pas été engagés seront restitués aux utilisateurs en fin de période tarifaire via le CRCP. En cas de dépassement par les GRD de la trajectoire fixée pour quatre ans, les écarts restent à leur charge.

En outre, les GRD doivent transmettre à la CRE des informations annuelles techniques et financières pour l'ensemble des projets en cours et terminés, et publier un rapport biannuel à destination du public afin de rendre compte aux utilisateurs des projets innovants qu'ils mènent. Les rapports seront harmonisés entre les opérateurs, notamment grâce à des indicateurs standardisés, et enrichis d'éléments concrets concernant les bénéfices des projets pour les utilisateurs de réseau, ainsi que de retours d'expérience systématiques sur les démonstrateurs financés par le tarif. Comme prévu dans le dispositif, les opérateurs ont consulté les acteurs de marché en juin 2021 sur les grands thèmes de recherche qu'ils prévoient de développer.

Enfin, le guichet *smart grids* permet à GRDF et aux ELD de gaz, à mi-période tarifaire pour GRDF et une fois par an pour les ELD, de disposer de fonds supplémentaires. Les GRD peuvent y prétendre sous réserve de pouvoir justifier d'une analyse coûts bénéfiques favorable, et pour des projets dont les charges d'exploitation annuel dépassent 1 M€ pour GRDF, 150 k€ pour les ELD, et relevant du déploiement des *smart grids*.

#### 3.1.3.3.3 La régulation incitative des investissements

La régulation incitative des investissements se décompose en deux mécanismes :

- une régulation incitative des coûts unitaires d'investissement dans les réseaux qui concerne uniquement GRDF : un bonus ou une pénalité est appliqué à GRDF chaque année via le CRCP, équivalent à 20 % de l'écart entre un coût total théorique correspondant au volume réalisé des ouvrages et le coût réel total constaté. Ce mécanisme a généré un malus de 8 M€ pour l'année 2022 ;
- une incitation à la maîtrise des coûts pour les investissements « hors réseaux » qui concerne GRDF et qui n'a pas été reconduit pour les ELD pour la période tarifaire ATRD6 : la trajectoire d'évolution des charges de capital pour les investissements concernant l'immobilier, les véhicules et certains systèmes d'information est incitée à 100%. Le montant retenu pour GRDF pour l'année 2022 est de 127,8 M€.

### 3.1.3.4 Les tarifs d'accès aux terminaux méthaniers

Les trois terminaux régulés de Fos Cavaou, Fos Tonkin et Montoir de Bretagne, ainsi que le terminal de Dunkerque, mis en services en janvier 2017, cumulent les capacités de regazéification françaises à 34 milliards de m<sup>3</sup>/an (~370 TWh).

<sup>146</sup> Délibération de la CRE du 10 mai 2023 portant 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 2023



Le tarif actuel d'utilisation des terminaux méthaniens régulés de Montoir-de-Bretagne (Montoir), Fos Tonkin et de Fos Cavaou, gérés par la société Elengy, dit « tarif ATTM6 », est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2021 pour une durée de quatre ans. Le terminal de Dunkerque, opéré par la société Dunkerque LNG, fait l'objet d'une exemption.

Le cadre de régulation mis en place par la CRE vise à inciter les opérateurs à améliorer leur efficacité tout en minimisant leurs risques liés notamment aux évolutions législatives et réglementaires qui pourraient avoir un impact sur leur activité. Il vise également à donner aux acteurs de marché une visibilité suffisante pour construire des stratégies d'approvisionnement de moyen et long terme. Le cadre de régulation du tarif ATTM6 reconduit les principes suivants du tarif ATTM5 :

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

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

- le bon fonctionnement du marché du gaz : l'offre et les tarifs de ces infrastructures sont simples et prévisibles ;
- la maîtrise des charges, qui concourt à l'attractivité des terminaux méthaniens ;
- la concurrence directe entre les terminaux méthaniens européens, renforcée par l'essor des nouveaux usages : le tarif met en œuvre des évolutions des services visant à améliorer leur flexibilité pour les utilisateurs des terminaux, et à les adapter aux nouveaux usages liés au *small-scale* (GNL de détail). En outre, l'activité de chargement des microméthaniens n'est plus régulée ;
- le maintien d'un niveau de sécurité élevé dans les terminaux méthaniens : les tarifs donnent les moyens à Elengy de mettre en œuvre sa politique d'investissements et de maintenance, en particulier pour le terminal de Montoir qui atteint 40 ans.

Le tarif ATTM6 a été mis à jour au 1<sup>er</sup> avril 2023 avec des hausses de, respectivement, +7,2 %, +7,2 % et +1,2 % des termes tarifaires variables des terminaux méthaniens de Montoir de Bretagne, de Fos Tonkin et de Fos Cavaou. Ce tarif prévoit également des incitations pour Elengy à la maîtrise de ses dépenses d'investissements et de ses charges d'exploitation, au respect de l'environnement (émissions de gaz à effet de serre et fuites de méthane) ainsi qu'à sa qualité de service concernant le respect des programmes de maintenance.

A Fos Tonkin, Elengy a procédé à un appel au marché en octobre 2022 afin de proposer 2 TWh de capacités de regazéification pour l'année 2023. Les règles d'allocation ont été validées par la CRE dans une délibération du 7 octobre 2022<sup>147</sup>. L'intégralité des 2 TWh ont été souscrits.

A Fos Cavaou, Fosmax LNG, (filiale d'Elengy à 100 %) a procédé à un appel au marché en avril 2022 afin de proposer 11 TWh en 2022, 13 TWh en 2023 et 30 TWh en 2024 de capacité non souscrite. Les règles de commercialisation ont été approuvées par la CRE le 31 mars 2022<sup>148</sup>. Ces capacités primaires supplémentaires sont disponibles grâce à un dégoulotage technique et réglementaire. Les capacités proposées ont été intégralement souscrites. Fosmax LNG a également procédé à un appel au marché en octobre 2022 afin de proposer 30 TWh par an entre le 1<sup>er</sup> janvier 2025 et le 31 décembre 2045. Les règles de commercialisation ont été approuvées par la CRE le 29 septembre 2022<sup>149</sup>. L'intégralité des capacités ont été souscrites.

A Dunkerque LNG, un appel au marché a été lancé en mai 2022 par Dunkerque LNG pour proposer les 3,5 Gm<sup>3</sup> de capacités disponibles sur la période 2023-2036, dont la phase de qualification se termine en juin 2022. Les règles de commercialisation ont été approuvées par la CRE le 28 avril 2022<sup>150</sup>.

### 3.1.3.5 L'accès des tiers aux installations de stockage

- **La réforme du régime d'accès des tiers**

<sup>147</sup> Délibération de la CRE du 7 octobre 2022 portant décision relative aux modalités de commercialisation des capacités de stockage de gaz naturel applicables à compter d'octobre 2022

<sup>148</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 31 mars 2022 relative à la procédure d'appel au marché pour les capacités additionnelles sur le terminal de Fos Cavaou pour la période 2022-2024

<sup>149</sup> Délibération de la CRE du 29 septembre 2022 portant décision sur la procédure d'appel au marché pour les capacités de long terme commercialisées sur le terminal de Fos Cavaou pour la période 2025-2045

<sup>150</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 28 avril 2022 portant validation de la procédure d'appel au marché pour les capacités de long terme commercialisées sur le terminal de Dunkerque LNG pour la période du 1<sup>er</sup> janvier 2023 au 31 décembre 2036

La loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures et portant diverses dispositions relatives à l'énergie et à l'environnement a modifié le régime d'accès des tiers aux stockages, qui est régulé depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2018.

La mise en place de l'accès régulé des tiers aux stockages souterrains de gaz naturel a pour objectif de garantir le remplissage des stockages nécessaire à la sécurité d'approvisionnement, tout en apportant de la transparence quant aux coûts du stockage et en supprimant la complexité liée au système précédent d'obligations individuelles de stockage. Par ailleurs, l'introduction d'une régulation des revenus des opérateurs vise à assurer que le consommateur final paie le juste prix pour le stockage nécessaire à la sécurité d'approvisionnement.

L'article L. 421-3-1 du code de l'énergie prévoit que « les infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel qui garantissent la sécurité d'approvisionnement du territoire à moyen et long terme et le respect des accords bilatéraux relatifs à la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel [...] sont prévues par la programmation pluriannuelle de l'énergie mentionnée à l'article L. 141-1. Ces infrastructures sont maintenues en exploitation par les opérateurs ». En contrepartie et dans les limites de cette obligation de maintien en exploitation des sites de stockage prévus par la PPE (cf 3.3.2.2), les opérateurs de stockage ont la garantie de voir leurs charges couvertes, dans la mesure où ces charges sont celles d'un opérateur efficace.

L'article L. 452-1 du code de l'énergie prévoit que la différence entre le revenu autorisé des opérateurs de stockage et les recettes directement perçues par les opérateurs de stockage, notamment grâce à la commercialisation de leurs capacités aux enchères, est compensée *via* le tarif ATRT, par un terme spécifique appelé « terme tarifaire stockage ».

La mise en œuvre de la réforme du stockage de gaz a permis la commercialisation et le remplissage des stockages aux niveaux nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement. Elle a en outre renforcé la transparence sur les modalités de commercialisation, ainsi que sur les coûts des opérateurs. Enfin, le coût unitaire du stockage a baissé par rapport à la période précédant la réforme.

À l'issue d'une enquête approfondie ouverte en février 2020, la Commission européenne a conclu que le mécanisme de régulation du stockage de gaz naturel en France était conforme aux règles de l'UE en matière d'aides d'État. En particulier, elle a indiqué que la mesure est nécessaire et proportionnée pour assurer la sécurité de l'approvisionnement énergétique des citoyens et des entreprises et les effets négatifs que la mesure pourrait produire en termes de distorsions de concurrence sont suffisamment limités pour que l'équilibre général de la mesure soit positif.

- **Le tarif ATS2**

Le tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane, dit tarif ATS2 a été adopté début 2020 après une large consultation des parties intéressées et à la suite d'études rendues publiques.

Le tarif ATS2 met en œuvre les principes de régulation incitative appliqués aux autres infrastructures régulées, avec notamment une période tarifaire d'environ 4 ans et des incitations à la maîtrise des coûts et à la qualité du service rendu aux utilisateurs du stockage. Par ailleurs, le tarif ATS2 renforce la régulation incitative à la commercialisation des capacités de stockage en prenant en compte la performance des offres des opérateurs de stockage.

- **La commercialisation aux enchères des capacités de stockages**

La CRE fixe les modalités de commercialisation des capacités de stockage. L'objectif premier poursuivi par la CRE dans le contexte de la réforme du stockage a été de maximiser les souscriptions de capacités, afin d'améliorer le remplissage des stockages et ainsi d'améliorer la sécurité d'approvisionnement. A cet effet, la CRE a fixé un prix de réserve nul pour l'ensemble des capacités commercialisées. Dans un second temps, l'objectif de maximisation du revenu issu des enchères est recherché.

La CRE a fixé des modalités de participations transparentes et simples, sur le principe d'enchères à *fixing*, c'est-à-dire que tous les acteurs transmettent simultanément leurs courbes de demande/prix aux opérateurs, sans tours d'enchères successifs. L'attribution est faite avec un prix d'adjudication identique pour tous les acheteurs (*pay as cleared*), au prix qui maximise la quantité vendue.

Depuis l'entrée en vigueur de la régulation, la quasi-totalité des capacités proposées ont été allouées grâce au mécanisme d'enchère permettant de commercialiser les stockages à leur valeur de marché. En parallèle, le mécanisme de compensation entre stockage et transport a permis de couvrir efficacement les coûts des opérateurs qui n'étaient pas reflétés par la valeur de marché. Alors que les crises graves (Covid, guerre en Ukraine) se sont succédé et que les conditions de marché ont été volatiles depuis l'entrée en vigueur de la régulation des installations de stockage, ce bon fonctionnement a permis de garantir la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel de la France pour un coût maîtrisé.

Les enchères ont permis de générer en moyenne ~300 M€/an de recettes ce qui représente 45 % du revenu autorisé des opérateurs. La CRE considère que les modalités de la compensation stockage sont adaptées et qu'elles ont prouvé leur résilience face aux différents chocs subis par le système gazier européen depuis 2018.

- **La compensation stockage**

La CRE fixe, à l'issue de la campagne d'enchères et avant le 1<sup>er</sup> avril de chaque année, le montant de la compensation, pour chacun des trois opérateurs de stockage, correspondant à la différence entre le revenu autorisé des opérateurs pour l'année considérée et les prévisions de recettes liées à la commercialisation des capacités de stockage directement perçues par les opérateurs.

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

La délibération du 23 janvier 2020<sup>151</sup> relative au tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel (la délibération dite ATRT7) prévoit 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.

À l'issue des enchères des capacités de stockage 2023-24, la CRE a fixé le terme tarifaire stockage à 186,70 €/MWh/j/an à partir du 1<sup>er</sup> avril 2023.

### 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 1<sup>er</sup> octobre 2013. De même, les dispositions du code de réseau sur les mécanismes d'allocation de capacités (CAM) établi par le règlement (UE) n° 984/2013 de la Commission ont été mises en œuvre progressivement à partir d'avril 2013, et sont totalement appliquées depuis le 1<sup>er</sup> novembre 2015.

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

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

Les GRT français appliquent également les nouvelles dispositions relatives aux capacités supplémentaires et ont conduit au second trimestre 2017 une évaluation de la demande du marché pour déterminer si de nouvelles capacités devraient être développées aux interconnexions.

Souhaitant appliquer des règles cohérentes aux différents points d'interconnexion français, la CRE a aussi pris la décision d'appliquer certaines règles du code CAM à l'interconnexion de Dunkerque bien que son application ne soit pas obligatoire aux points d'interconnexion avec les pays n'appartenant pas à l'Union européenne. Le mode de commercialisation proposé par GRTgaz a été approuvé par la CRE dans ses délibérations du 27 juillet 2017, puis du 8 mars 2018. Pour faire suite aux demandes de plusieurs expéditeurs, la CRE a de nouveau fait évoluer les règles de commercialisation des capacités au PIR Dunkerque dans sa délibération du 23 avril 2020, achevant ainsi le processus d'harmonisation des pratiques avec les autres PIR français et européens. Ainsi, à compter du 1<sup>er</sup> octobre 2020, les capacités du PIR Dunkerque sont commercialisées sur la plateforme européenne PRISMA, selon le calendrier et le système de vente par enchères propres au code CAM.

La CRE a également approuvé les règles de commercialisation des capacités d'entrée au point d'interconnexion d'Ollingue en juillet 2017, ainsi que la mise en place du mécanisme de surréservation et de rachat pour le point d'interconnexion virtuel Pirineos en septembre 2017.

Par ailleurs, les deux interconnexions reliant la France et la Belgique (Alveringem et Taisnières H/Blarégny) ont été regroupées en un point d'interconnexion virtuel par GRTgaz et Fluxys (appelé Virtualys) en décembre 2017.

En application des dispositions de l'article 14 du règlement européen 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

<sup>151</sup> Délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga

2023<sup>152</sup>. Un mécanisme dit de « *use-it-and-buy-it* » conforme au paragraphe 7 de l'article 14, est appliqué à chaque point d'interconnexion français.

#### 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 1er juin 2018, ont été mises en service les 100 GWh/j de capacités physiques en entrée depuis la Suisse, dont la création avait été validée par la CRE en décembre 2014 afin d'ouvrir un accès aux sources d'approvisionnement en gaz passant par l'Italie et la Suisse (et provenant par exemple de Libye, d'Algérie ou d'Azerbaïdjan, via le gazoduc Trans Anatolian Pipeline), pour un coût d'investissement estimé à 17 M€.

Teréga et Enagás, le GRT espagnol, ont soumis le 23 juillet 2018 une demande d'investissement et de partage des coûts du projet STEP aux autorités de régulation française et espagnole (CNMC), en application du règlement (UE) n° 347/2013. Ce projet d'interconnexion gazière entre la France et l'Espagne vise à la création de capacités d'échange additionnelles entre ces deux pays à hauteur de 180 GWh/j de la France vers l'Espagne et 230 GWh/j de l'Espagne vers la France. Les coûts du projet s'élèvent, selon les deux gestionnaires de réseaux, à 442 M€, dont 290 M€ sur le réseau de Teréga. Les capacités créées seraient interruptibles.

Le 17 janvier 2019, la CRE et la CNMC ont conjointement rejeté la demande d'investissement présentée par Teréga et Enagás, considérant que le projet STEP ne répond pas aux besoins du marché et ne présente pas une maturité suffisante pour pouvoir faire l'objet d'une décision favorable des régulateurs et, a fortiori, pour faire l'objet d'une décision de répartition transfrontalière des coûts. Le 20 juin 2019, l'ACER a confirmé le manque de maturité du projet STEP après une saisine du régulateur portugais ERSE. Le projet STEP ne figure par ailleurs pas sur la 4ème liste des projets PIC publiée le 31 octobre 2019 par la Commission européenne.

Le code CAM prévoit (article 26) l'évaluation par les GRTs nationaux, en collaboration avec les GRT transfrontaliers, de la demande du marché concernant les capacités supplémentaires, et ce tous les 2 ans à partir de 2017. En 2019 et 2021, GRTgaz et Teréga ont mené des évaluations aux frontières avec la Belgique et avec l'Espagne respectivement et aucune demande de capacité additionnelle n'a été exprimée. La prochaine évaluation aura lieu en 2023.

Face à la diminution des livraisons de gaz russe à l'Europe et afin de renforcer la sécurité d'approvisionnement de la France et de l'Allemagne, un accord de solidarité réciproque entre les deux pays portant sur le gaz et l'électricité a été annoncé le 5 septembre 2022. Concernant le volet gazier, la France s'est engagée à aménager le point d'interconnexion d'Obergailbach afin de pouvoir exporter du gaz vers l'Allemagne. Alors que l'interconnexion était exclusivement conçue pour importer du gaz, notamment depuis la Russie, GRTgaz et ses homologues allemands ont dû réaliser des adaptations techniques afin de pouvoir inverser le sens des flux. GRTgaz met ainsi en vente, depuis le 12 octobre 2022, une capacité quotidienne ferme de sortie au 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.

#### 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 10 ans de l'ENTSOG. En 2021, la CRE a mené une consultation publique sur les plans décennaux de développement des deux GRT sur une période allant du 28 octobre au 30 novembre.

Malgré un décalage structurel entre les données retenues pour le PDD et le TYNDP (en raison de la durée d'élaboration de ce dernier), dans sa délibération du 27 janvier 2022<sup>153</sup> la CRE a considéré que les scénarios présentés dans les plans de développement décennaux 2020-2029 des opérateurs étaient cohérents avec les scénarios du TYNDP. En effet, même si chaque scénario du PDD ne correspond pas à un scénario particulier du TYNDP, ils restent

<sup>152</sup> Délibération de la CRE du 30 mars 2023 portant décision relative à la mise en oeuvre des dispositions de l'article 14 du règlement (UE) 2022/2576 du Conseil du 19 décembre 2022

<sup>153</sup> Délibération de la CRE du 27 janvier 2022 portant décision relative à la tarification des prestations annexes réalisées à titre exclusif par le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité

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.

La CRE lancera une nouvelle consultation publique sur les plans décennaux de développement des deux GRT en septembre 2023.

### 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 2022.

La CRE a fait évoluer pour la dernière fois les règles d'équilibrage dans la délibération du 12 décembre 2019, qui a renforcé la sécurisation financière du système d'équilibrage. Ainsi, des actions sont mises en place par les GRT en fonction de l'atteinte des seuils suivants :

- le premier seuil d'alerte, défini et paramétré à la discrétion du GRT, dans une procédure interne consultable par la CRE, déclenche un rappel à l'expéditeur des mesures ultérieures, par téléphone ou par mail ;
- le deuxième seuil, fixé à 50%, entraîne une notification formelle de l'expéditeur du dépassement du seuil ;
- le troisième seuil, fixé à 90% d'entame de la garantie théorique, permet aux GRT de demander à l'expéditeur de payer une facture d'acompte sur le déséquilibre constaté, de manière anticipée, sous 2 jours ouvrables ;
- dès que le seuil 100% d'entame de la garantie théorique est dépassé, le GRT a la possibilité de suspendre totalement ou partiellement le contrat d'acheminement, sans mise en demeure préalable et avec effet immédiat.

La précédente évolution des règles d'équilibrage datait du 15 septembre 2016, décision de la CRE ayant introduit des évolutions marginales au système d'équilibrage français en gaz, notamment afin de permettre aux GRT d'améliorer leurs interventions sur le marché.

#### 3.1.5.2 La mise en œuvre du code de réseau sur l'harmonisation des structures tarifaires des réseaux de transport de gaz

Le code de réseau sur l'harmonisation des structures tarifaires des réseaux de transport de gaz (dit code « TAR ») prévoit que les autorités de régulation soumettent à consultation publique leur projet de structure tarifaire. L'ACER en vérifie la conformité au code TAR et publie un rapport d'analyse préconisant, le cas échéant, des ajustements avant la mise en œuvre concrète de la structure tarifaire.

En France, la CRE a mené, au cours de l'année 2019, quatre consultations publiques dans le cadre de ses travaux préparatoires au tarif ATRT7 (accès des tiers au réseau de transport de gaz naturel), entré en vigueur le 1<sup>er</sup> avril 2020. Elle a en particulier conduit, du 23 juillet au 4 octobre 2019<sup>154</sup>, une consultation portant sur l'ensemble des sujets (niveau comme structure du tarif) relatifs au tarif ATRT7 qui a connu une large participation (91 réponses reçues). Celle-ci a, conformément aux dispositions du code TAR (article 27), été transmise à l'ACER, qui a rendu son avis le 4 décembre 2019<sup>155</sup>.

Dans son rapport d'analyse, l'Agence conclut notamment que la consultation publique de la CRE est complète au sens du code mais que certaines des informations publiées auraient mérité davantage de détails (concernant les scénarios de flux retenus notamment) et que la méthode de calcul du prix de référence est conforme avec les principes de transparence et de non-discrimination établis par le code.

Comme le recommandait l'ACER dans son avis, la CRE a complété les informations qu'elle a publiées sur certains sujets (entre autres sur les scénarios de flux retenus, le modèle tarifaire simplifié, la justification de la différenciation tarifaire de 10 % appliquée aux points d'interconnexion entre les réseaux de transport et les terminaux méthaniers – PITTM) dans sa délibération tarifaire finale datée du 23 janvier 2020<sup>156</sup>.

La méthodologie retenue par la CRE détermine les tarifs aux points d'entrée et de sortie du réseau principal en s'appuyant sur la capacité et la distance comme inducteurs de coûts, sur la base de scénarios de flux économiquement pertinents.

La CRE lance une nouvelle consultation publique en août et septembre 2023 portant sur l'ensemble des sujets (niveau comme structure du tarif) relatifs au tarif ATRT8 qui sera en vigueur à partir du 1<sup>er</sup> avril 2024 pour une durée d'environ 4 ans. Dans cette consultation, la CRE propose de conserver les principaux principes de l'ATRT7, tout en prenant en compte les changements de conjoncture (coût du capital, scénarios de flux reflétant la diminution des réservations de long terme et des importations depuis le nord et l'est de l'Europe).

<sup>154</sup> Consultation publique de la CRE n° 2019-013 du 23 juillet 2019 relative au prochain tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga

<sup>155</sup> ACER, Analysis of the Consultation Document on the Gas Transmission Tariff Structure for France

<sup>156</sup> Délibération de la CRE du 23 janvier 2020 portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga

## 3.2 La concurrence et le fonctionnement du marché du gaz

### 3.2.1 Le marché de gros

#### 3.2.1.1 Etat des lieux

Les six principaux pays producteurs depuis lesquels la France s’approvisionne en gaz naturel en 2022 sont les Etats-Unis (31 %), la Norvège (28 %), la Russie (19 %), l’Algérie (10 %), le Qatar (5 %), les Pays-Bas (4 %) et le Nigeria (2 %)<sup>157</sup>. En ce qui concerne la part des fournisseurs alternatifs<sup>158</sup> dans les importations et les exportations de l’ensemble des fournisseurs sur les zones GRTgaz et Teréga, celle-ci a augmenté de 11 % en 2022 par rapport à 2021 pour les importations et de 2 % pour les exportations.

La Figure 41 ci-dessous présente les importations et les exportations mesurées au cours de l’année 2022.

**Figure 41 Importations, exportations, et production de gaz (flux commerciaux) 2022**

Quantités en TWh	Ensemble de fournisseurs	Fournisseurs alternatifs	
<b>Flux de gaz</b>			
Importations	<b>617</b>	473	<b>77%</b>
dont importations terrestres	319	198	62%
dont gaz naturel liquéfié	297	274	92%
Exportations	<b>155</b>	<b>128</b>	<b>82%</b>

Source : GRTgaz, Teréga - Analyse : CRE

En 2022, les trois principaux importateurs ont représenté 59 % des volumes importés. Le nombre d’expéditeurs actifs sur les points d’interconnexions réseau (PIR) est passé de 62 en 2021 à 68 en 2022.

La majeure partie du négoce sur le marché de gros du gaz en France se matérialise par des échanges aux Points virtuels d’échanges de gaz (ou PEG)<sup>159</sup>. Des échanges de gaz peuvent également avoir lieu aux points frontières du réseau français.

L’équilibre du système gazier français a montré un important changement de structure par rapport à 2021, particulièrement marqué par la baisse de l’approvisionnement en gaz russe par gazoducs ayant conduit à une baisse des importations par gazoduc et une hausse des exportations (principalement vers les pays au nord et à l’Est). Face aux risques de pénurie d’approvisionnement en gaz, la France a importé massivement du GNL et a diminué sa consommation, entraînant un recours moindre aux soutirages des stockages.

La consommation totale de gaz en France a atteint 431 TWh en 2022, soit une baisse de 9 % par rapport à 2021. La consommation des clients raccordés au réseau de distribution a diminué de 17 %, du fait des températures douces en début et fin d’année et des efforts de sobriété, qui ont particulièrement contenu la consommation de gaz liée au chauffage.

L’année 2022 a également été marquée par une importante diminution de la consommation du gaz par les clients industriels raccordés au réseau de transport par rapport à 2021 (-11 %). Les prix très élevés du gaz ont incité nombre d’entre eux à réduire leur consommation, et dans certains cas à réduire voire interrompre leur activité. Ce phénomène, qui avait débuté au second semestre 2021, s’est observé tout au long de l’année 2022.

La consommation de gaz pour la production électrique a quant à elle augmenté de 55 % en 2022 par rapport à l’année précédente. La faible disponibilité du parc nucléaire français et la faible production hydraulique ont conduit à une hausse de la production des moyens de production thermique d’électricité.

Le faible remplissage des stockages européens au début de l’hiver 2021-2022 (77 % en moyenne au 1<sup>er</sup> novembre 2021, contre 94,5 % pour la France) avait contribué à tendre le marché du gaz en Europe. L’arrivée massive du

<sup>157</sup> Bilan énergétique de la France en 2022 - Données provisoires

<sup>158</sup> Les fournisseurs alternatifs sont les fournisseurs autres que les fournisseurs historiques (ENGIE, Tégaz et les ELD).

<sup>159</sup> Les PEG ont été mis en place au début de l’année 2004. Il s’agit de points virtuels, rattachés à chaque zone d’équilibrage des réseaux de GRTgaz et Teréga, où un expéditeur peut céder du gaz à un autre expéditeur.

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

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

GNL et la baisse de la demande dues aux prix du gaz très élevés et aux efforts de sobriété, couplées aux températures clémentes de l'hiver (1,2 °C en moyenne au-dessus des normes sur l'hiver 2021-2022 en France selon Météo France) ont permis d'assurer la sécurité d'approvisionnement du continent.

En fin d'hiver, la majeure partie des stockages en France doivent être vidés d'un certain volume pour assurer la respiration des nappes aquifères afin de garantir le maintien de leurs performances pour les hivers à venir. Ainsi, au 1<sup>er</sup> avril 2022, le niveau agrégé des stockages en France était de 23,7 % (30,4 TWh), soit une valeur proche de la moyenne des trois dernières années à cette date (23,3 %).

Le faible remplissage des stockages en Europe ayant fortement contribué à la crise de l'hiver 2021-2022, l'Union européenne a adopté le 27 juin 2022<sup>160</sup> un règlement exigeant un niveau de remplissage minimum de 80 % au 1<sup>er</sup> novembre pour chaque pays membre, avec des seuils intermédiaires à atteindre sur les mois précédents. Le niveau de remplissage cible sera porté à 90 % les années suivantes. En France, la réglementation en vigueur imposait déjà aux fournisseurs de remplir leurs capacités de stockages souscrites à 85 % au 1<sup>er</sup> novembre<sup>161,162</sup>.

En conséquence, la campagne d'injection a été très forte tout au long de l'été 2022, favorisée par un afflux massif de GNL en Europe. Au 1<sup>er</sup> novembre 2022, les stockages français affichaient un niveau de remplissage de 100 %, contre 97,7 % en moyenne pour les trois années précédentes. Le taux de remplissage des stockages européens s'élevait lui à cette même date à 94,9 %, soit 17,8 % de plus qu'au 1<sup>er</sup> novembre 2021, qui avait été affecté par le faible niveau de remplissage des stockages détenus par Gazprom notamment en Allemagne.

A l'issue de la campagne de vente initiale de commercialisation achevée en février 2022, 95,4 % des capacités de stockage en France avaient été souscrites. Des ventes additionnelles en avril et mai ont par ailleurs permis la souscription de 100 % des capacités de gaz H<sup>163</sup>. Ceci confirme le bon fonctionnement de la réforme législative nationale de l'accès des tiers au stockage de gaz réalisée en 2018.

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

Les prix de gros du gaz en France sont disponibles publiquement sur le site web d'EEX<sup>164</sup>. Chaque jour sont, entre autres, publiés pour le segment *spot* au PEG (à partir du 1<sup>er</sup> novembre 2018) un indice *End of Day* et un indice *Daily Average Price*. Un indice de clôture est également publié pour chaque produit à terme listé par la bourse EEX. La méthodologie de calcul de ces indices est disponible publiquement.

L'année 2022 a été marquée par une crise mondiale des prix du gaz qui a été alimentée par une offre restreinte. Les prix de gros du gaz en Europe ont en effet observé des pics de prix historiques début mars à la suite de l'invasion de l'Ukraine par la Russie et fin août dans un contexte de réductions des exportations de gaz russe par gazoducs. Les prix ont par la suite chuté jusqu'à la fin de l'année dans un contexte de bon niveau de remplissage des stockages et de discussions au niveau européen sur la mise en œuvre de plafonds de prix du gaz.

De fait, sur 2022, le prix moyen du contrat PEG *day-ahead* (98,1 €/MWh) a été plus de deux fois supérieur à celui de 2021 (46,5 €/MWh), presque le quintuple du niveau moyen historique de l'ordre de 20 €/MWh. Les prix au PEG ont atteint le 7 mars 2022 un premier pic de 213,4 €/MWh à la suite de l'invasion de l'Ukraine par la Russie, dépassant le niveau du pic de décembre 2021, 183,5 €/MWh. Le pic de prix d'août a été encore supérieur avec 227,5 €/MWh le 29 août 2022.

Le contrat PEG *day-ahead* a en moyenne enregistré une décote de 22,3 €/MWh sur l'année 2022 par rapport au TTF. Les écarts de prix entre les différents points d'échange en Europe, historiquement très corrélés entre eux, ont en effet considérablement augmenté en 2022 à la suite de la baisse de l'approvisionnement en gaz russe par gazoduc, conduisant à un renversement des flux de l'ouest vers l'est et d'importantes congestions. Les pays en dépendant moins, tels que la France, la péninsule ibérique ou le Royaume-Uni. A titre de comparaison, l'écart de prix observé les années précédentes entre le PEG et le TTF n'était que de 0,16 €/MWh en 2021 et 0,10 €/MWh en 2020.

<sup>160</sup> Règlement (UE) 2022/1032 du Parlement européen et du Conseil du 29 juin 2022 modifiant les règlements (UE) 2017/1938 et (CE) no 715/2009 en ce qui concerne le stockage de gaz

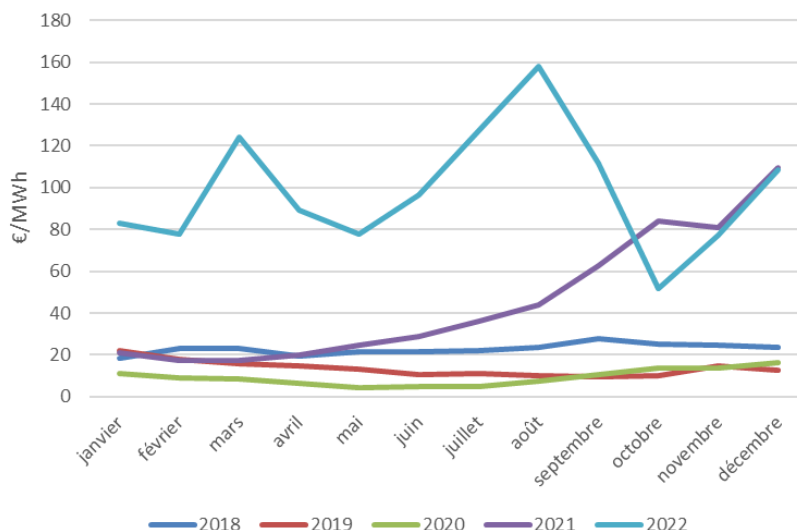
<sup>161</sup> Code de l'énergie, Article L421-7

<sup>162</sup> Arrêté du 9 mai 2018 précisant certaines dispositions relatives au stockage souterrain de gaz naturel, Article 2

<sup>163</sup> Le gaz B et le gaz H sont les deux types de gaz de ville qui alimentent les foyers français raccordés au réseau. Le gaz B est un gaz à bas pouvoir calorifique. A l'inverse, le gaz H est un gaz à haut pouvoir calorifique. Le gaz B est importé des Pays-Bas, tandis que le gaz H provient de la Russie, d'Algérie ou encore de Norvège. La provenance du gaz explique le fait qu'on retrouve le gaz B essentiellement dans le Nord de la France et autour de Rouen, tandis que les autres régions sont alimentées en gaz H.

<sup>164</sup> Le groupe EEX a absorbé au 1<sup>er</sup> janvier 2020 les activités de Powernext, l'ancienne bourse du gaz en France.

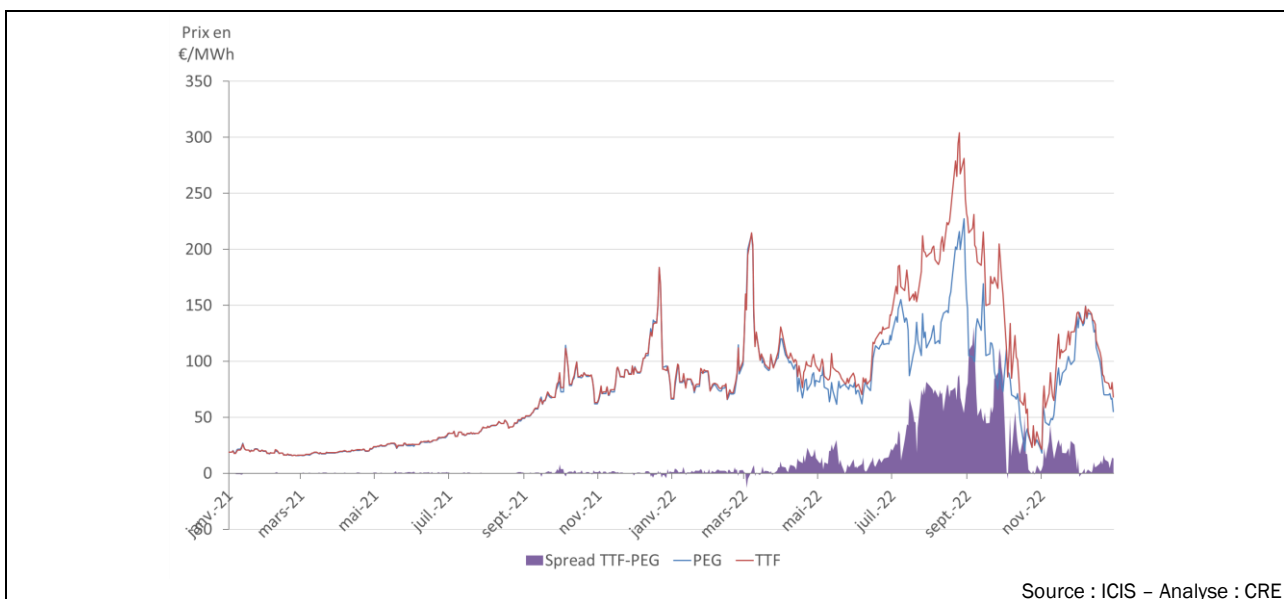
Figure 42 Prix du day-ahead au PEG \* (moyennes mensuelles)



\*PEG Nord avant le 1<sup>er</sup> novembre 2018

Source : ICIS - Analyse : CRE

Figure 43 Prix day-ahead du gaz en France et aux Pays-Bas (respectivement PEG et TTF)

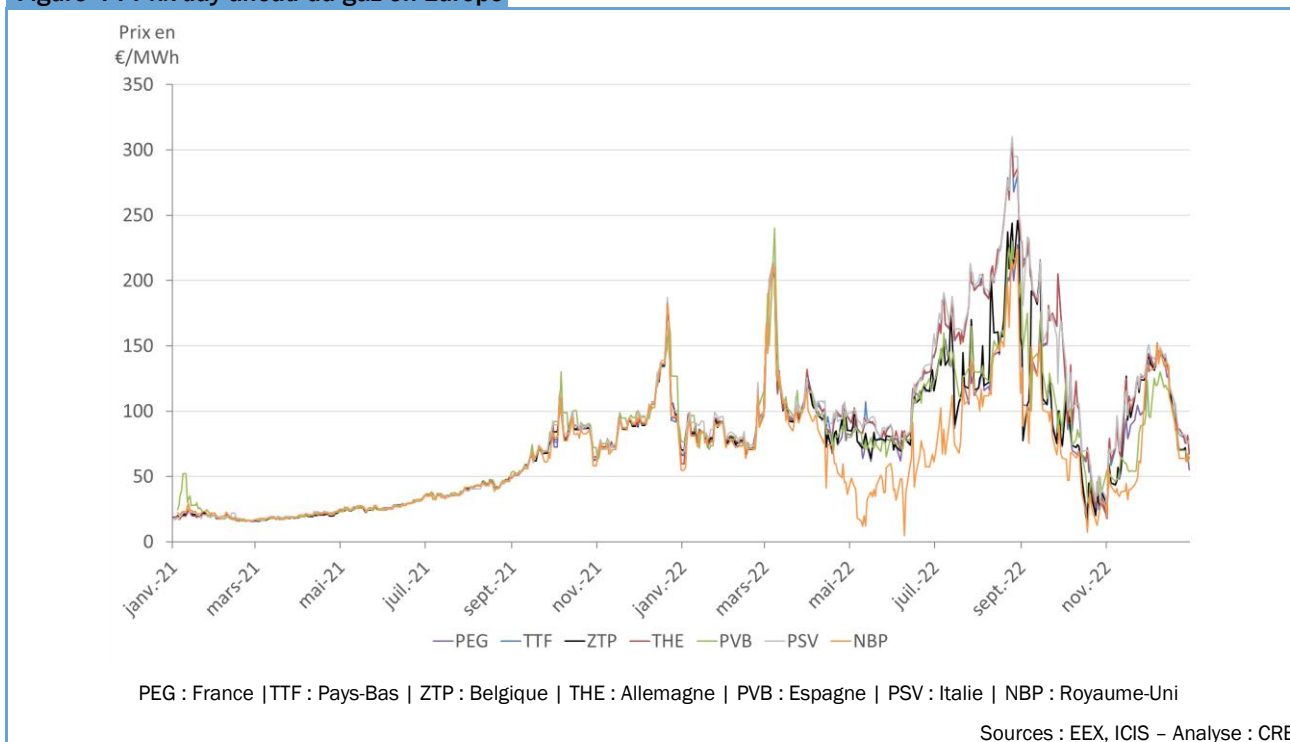


Source : ICIS – Analyse : CRE

L'accroissement de l'écart de prix entre les points d'échange des pays plus à l'Est par rapport à ceux de l'Ouest de l'Europe se reflète au travers des écarts moyens annuels entre le PEG et les contrats *day-ahead* livrés en Allemagne, aux Pays-Bas et en Italie, valant respectivement 22,8 €/MWh, 22,3 €/MWh et 24,6 €/MWh. Ceux-ci ont en effet été bien plus importants que l'écart du prix du point d'échange espagnol (PVB) par rapport au PEG, qui ne variait en moyenne que de 2,6 €/MWh. Quant au Royaume-Uni, doté alors de terminaux méthaniers et d'un approvisionnement en gaz de la mer du Nord, celui-ci a intensifié ses exportations par gazoduc vers le continent jusqu'à atteindre le maximum de la capacité début avril, ce qui a entraîné un fort décrochage du prix du NBP par rapport aux autres points d'échange. Sur l'année 2022, le contrat NBP *day-ahead* a ainsi enregistré une décote moyenne de 15,4 €/MWh par rapport au PEG.



Figure 44 Prix day-ahead du gaz en Europe



### 3.2.1.3 Les marchés intermédiés

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

Le marché organisé du gaz en France a été créé en novembre 2008 avec le lancement des plateformes Powernext Gas Spot et Powernext Gas Futures. Le groupe EEX a absorbé au 1<sup>er</sup> janvier 2020 les activités de Powernext.

En 2022, le nombre d'acteurs actifs<sup>165</sup> sur les plateformes d'EEX en France était de 84 pour le segment *spot* et de 69 pour le segment *futures* (contre 82 et 71, respectivement, en 2021). La CRE collecte également des informations transactionnelles auprès des principaux courtiers actifs sur les marchés français du gaz. En 2022, 124 acteurs ont effectué des échanges par l'intermédiaire des courtiers (contre 71 en 2021).

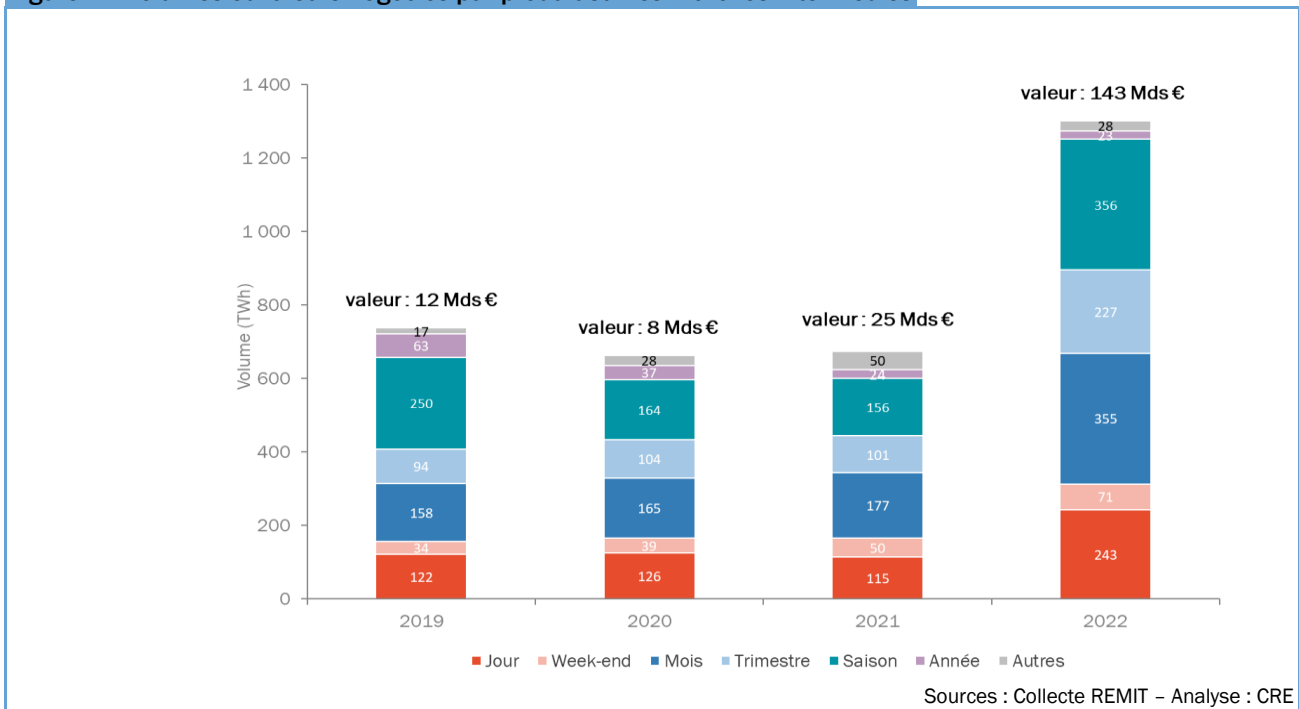
Dans la continuité de l'année 2021 la structure des prix à terme était en *backwardation* sur la quasi-totalité de 2022, c'est-à-dire que les contrats de plus court terme étaient plus chers que ceux à échéance plus lointaine, anticipant une sortie de crise à moyen terme. Par comparaison à l'année 2021 les prix et les écarts entre les différentes maturités ont augmenté en 2022. Ces écarts se sont réduits en fin d'année 2022 avec la détente des prix.

Concernant les contrats mensuels, le contrat *front-month* livré au PEG a enregistré un prix moyen de 112,8 €/MWh sur l'année 2022 contre 47,4 €/MWh en 2021, soit un montant plus de deux fois supérieur. Au niveau mondial, l'écart de prix entre l'Europe et l'Asie a fluctué au fil de l'année, avec au total plus de quatre fois plus de journées sur lesquelles le prix du contrat PEG *front-month* était supérieur à celui du GNL asiatique (JKM). On relèvera par exemple l'écart maximal annuel de 77,6 €/MWh atteint le 8 mars 2022, coïncidant avec le pic de prix en Europe faisant suite à l'invasion de l'Ukraine par la Russie.

La demande asiatique a été contenue notamment par la politique zéro-covid de la Chine, ayant ralenti la reprise de l'économie du plus grand consommateur de GNL mondial. L'impact de la forte demande européenne en GNL aura été mondial en 2022, avec une baisse des importations de l'Asie et de l'Amérique du Sud malgré l'augmentation du nombre d'installations de liquéfaction. Le prix du Henry Hub, contrat de référence du gaz aux Etats-Unis, a quant à lui observé une hausse moindre qu'en Asie et en Europe. Celle-ci a été soutenue par une demande supérieure à la production, puis tirée à la baisse en juin avec l'interruption de Freeport LNG avant de repartir à la hausse avec une consommation record de gaz pour la production électrique l'été.

<sup>165</sup> Effectuant au moins une transaction sur la période.

**Figure 45 Volumes et valeurs négociés par produit sur les marchés intermédiés**

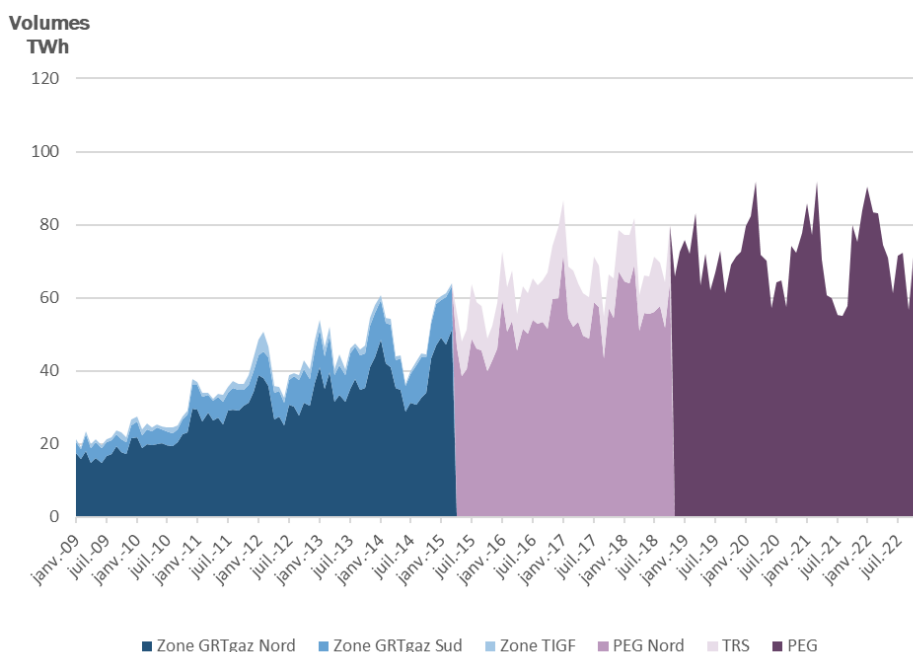


### 3.2.1.4 Les livraisons aux points d'échange de gaz

Les livraisons aux points d'échange de gaz représentent la matérialisation des échanges de gaz sur le marché de gros en France. Elles résultent des transactions physiques sur le marché organisé et de gré à gré (courtiers ou bilatéral).

Le graphique ci-dessous détaille l'évolution des livraisons aux points d'échange de gaz depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2009. Après une hausse annuelle de 1 % en 2021, les livraisons au PEG ont augmenté de 9 % en 2022 pour atteindre 931 TWh.

**Figure 46 Livraisons aux points d'échanges de gaz**



Source : GRTGaz, Teréga - Analyse : CRE

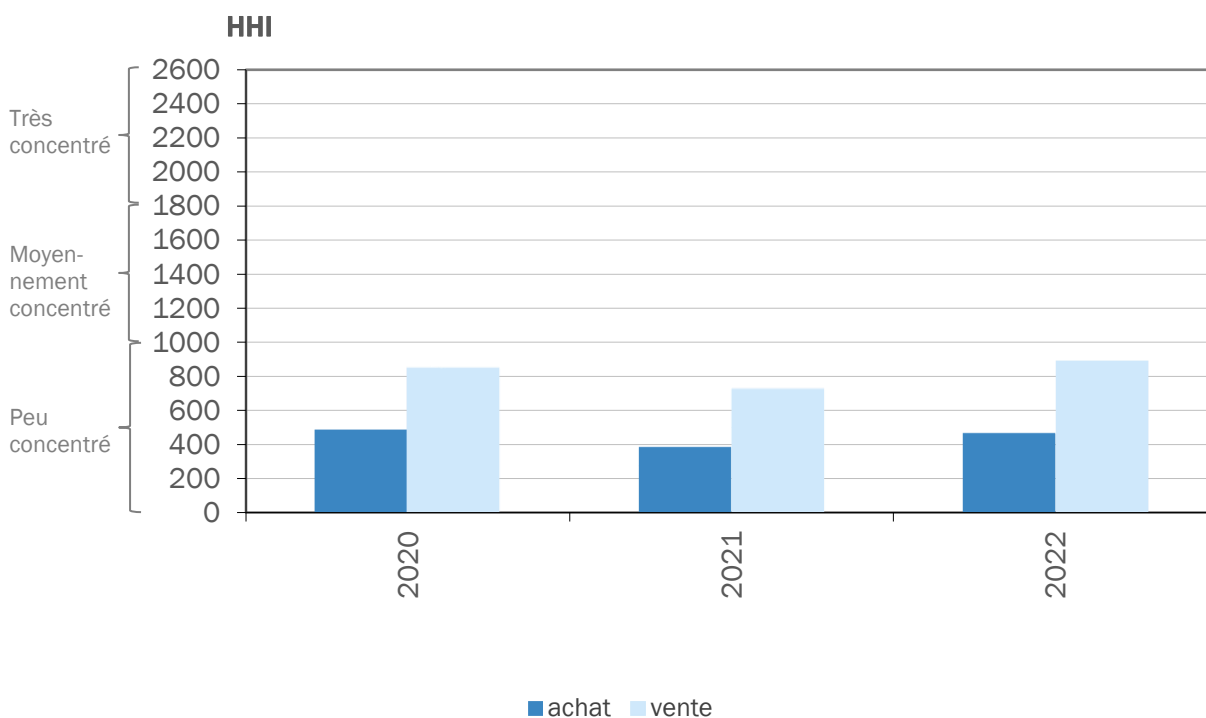
### 3.2.1.5 Niveau de concentration du marché français

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

Le PEG affiche des niveaux de concentration caractéristiques d'un marché où la concurrence est bien développée. Cette faible concentration traduit une liquidité importante au PEG, laquelle s'explique en partie par la taille relativement importante de cette place de marché et par les nombreux points d'interconnexion et d'approvisionnement de la zone.

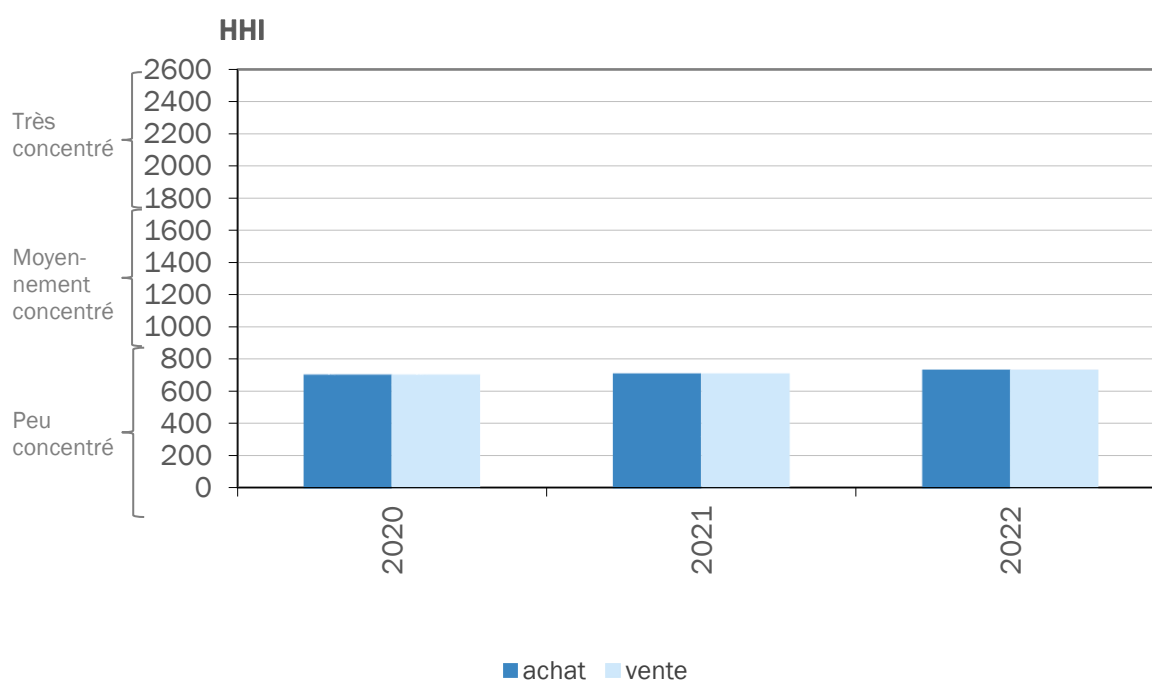
Avec les années et la fusion des zones pour former le PEG unique, la concentration des marchés sur les segments *spot* et à terme montre une tendance baissière ce qui est gage de l'amélioration de la compétitivité du marché français.

**Figure 47 Niveau de concentration des marchés intermédiés français (Segment spot)**



Source : EEX, courtiers - Analyse CRE

**Figure 48 Niveau de concentration des marchés intermédiés français (Segment à terme)**



Source : EEX, courtiers - Analyse CRE

## 3.2.2 Le marché de détail de gaz naturel

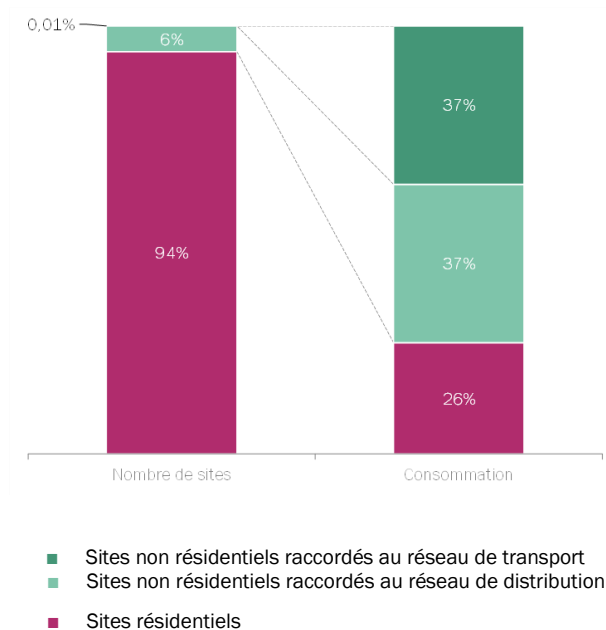
### 3.2.2.1 Etat des lieux

#### 3.2.2.1.1 Les consommateurs

Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2007, tous les consommateurs, y compris les clients résidentiels peuvent choisir librement leur fournisseur de gaz naturel.

Au 31 décembre 2022, l'ensemble du marché représentait 11,3 millions de sites et une consommation annuelle de gaz naturel d'environ 455,5Wh<sup>166</sup>.

**Figure 49 Typologie des sites en gaz naturel, au 31 décembre 2022**



Source : données 2022, GRT, GRD – Analyse : CRE

Au 31 décembre 2022, deux types d'offres existent sur le marché de détail :

- les tarifs réglementés de vente, proposés uniquement par des fournisseurs historiques, dont les évolutions sont fixées par les pouvoirs publics, après avis de la CRE ;
- les offres de marché, proposées par les fournisseurs historiques et par les fournisseurs alternatifs, dont les prix sont fixés librement par les fournisseurs.
- les tarifs réglementés de vente de gaz naturel ont été supprimés entre 2014 et 2016 pour les consommateurs professionnels dont la consommation annualisée de référence (CAR) est supérieure à 30 MWh par an.

La loi n°2019-1147 relative à l'énergie et au climat (LEC), promulguée le 8 novembre 2019, met fin aux tarifs réglementés de vente (TRV) de gaz naturel, pour toutes les catégories de consommateurs, en plusieurs étapes :

- les clients professionnels dont la consommation annuelle ne peuvent plus bénéficier des TRV depuis le 1<sup>er</sup> décembre 2020 ;
- les clients résidentiels ainsi que les syndicats de copropriétés et les propriétaires uniques d'immeuble à usage unique d'habitation dont la consommation annuelle est inférieure à 150 MWh doivent, eux, opter pour une offre de marché depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2023.

Les TRV de gaz ne sont plus commercialisés depuis le 8 décembre 2019. Néanmoins, pour les contrats en cours d'exécution à la date de publication de la LEC et jusqu'aux échéances mentionnées ci-dessus, les dispositions du code de l'énergie relatives au mode de construction et aux missions de la CRE abrogées par la LEC restent applicables dans leur rédaction antérieure à cette loi.

Les tarifs réglementés de vente en distribution publique d'Engie sont encadrés par les articles L. 445-1 à L. 445-4 et R. 445-1 à R. 445-7 du code de l'énergie.

<sup>166</sup> Dans la suite du document, le périmètre d'étude est limité aux clients raccordés aux principaux réseaux de distribution et de transport qui représentent 455,5TWh de consommation annualisée.

**Figure 50 Répartition en nombre de sites des consommateurs finals par type de site, au 31 décembre 2022**

	Nombre de sites
Sites résidentiels	10 628 000
Sites non résidentiels	652 000

Source : Données 2022, GRD, GRT, Analyses CRE

**Figure 51 Répartition en volume des consommateurs finals par type de site, au 31 décembre 2022**

	Consommation annualisée (TWh)
Sites résidentiels	116
Sites non résidentiels	339

Source : Données 2022, GRD, GRT, Analyses CRE

**3.2.2.1.2 Les parts de marché – analyse en termes de nombre de sites**

Comme en électricité, la crise des prix de gros a également ralenti le développement des offres de marché sur l'année (+207 000 offres de marché en 2022 contre +422 000 en 2021). Les fournisseurs historiques ont maintenu leur niveau de croissance de 2021 (+105 000 offres de marché en 2022 contre +113 000 en 2021). A l'inverse, la croissance des fournisseurs alternatifs a marqué le pas sur la période (+101 000 en 2022 contre +309 000 en 2021).

Au 31 décembre, les fournisseurs alternatifs disposaient d'un portefeuille de 4 419 000 clients résidentiels (contre 4 318 000 en 2021, soit +2,3%) sur un total de 10,6 millions (42% des sites contre 40% au 31 décembre 2021). Les fournisseurs historiques se partagent le reste du marché (58%).

Au 31 décembre 2022, 8 077 000 sites résidentiels étaient en offre de marché (dont 55 % chez un fournisseur alternatif), correspondant à 17 000 sites supplémentaires en moyenne par mois en offre de marché en 2022 (contre 35 000 en 2021). Le poids des tarifs réglementés est en baisse continue avec 24% des sites et 27% de la consommation contre 27% en nombre de site et 32% en volume en 2021, mais le rythme de la baisse a diminué et un nombre élevé de clients seront toujours au TRVG au moment de leur disparition. Ces clients seront basculés automatiquement dans une offre de marché de leur fournisseur historique dont les caractéristiques ont été validées par la CRE.

En ce qui concerne les sites non résidentiels, les tarifs réglementés de vente de gaz naturel ont été supprimés le 1er décembre 2020. Il est à noter que, les copropriétés et les propriétaires uniques d'immeuble à usage principal d'habitation sont considérés dans les analyses de la CRE comme des sites non résidentiels mais ne sont pas concernés par l'échéance de suppression des TRVG au 1er décembre 2020. La catégorie des « sites non résidentiels au TRV » qui apparaît dans plusieurs graphiques de cette section correspond ainsi aux cas de ces consommateurs bénéficiant encore des TRV. Ils sont environ 12 000 sites au 31 décembre 2022 représentant une volumétrie très faible (0,2 TWh) au regard du segment professionnel dans sa globalité. Au 31 décembre 2022, on compte 390 000 clients non résidentiels chez les fournisseurs alternatifs, soit 60% sur un total de 652 000. Cette proportion est restée inchangée en 2022.

**Figure 52 Parts de marché, en nombre de sites, des trois fournisseurs historiques les plus significatifs sur chaque segment, au 31 décembre 2022**

Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
58%	28%	47%	58%

Source : Données 2022, GRD, GRT, Analyses CRE

**Figure 53 Parts de marché, en nombre de sites, des trois fournisseurs alternatifs les plus significatifs sur chaque segment, au 31 décembre 2022**

Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
39%	38%	40%	39%

Source : Données 2022, GRD, GRT, Analyses CRE

**3.2.2.1.3 Les parts de marché – analyse en termes de volume de consommation**

**Figure 54 Parts de marché, en volume, des trois fournisseurs historiques les plus significatifs sur chaque segment, au 31 décembre 2022**

Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
39%	28%	40%	61%

Source : Données 2022, GRD, GRT, Analyses CRE

**Figure 55 Parts de marché, en volume, des trois fournisseurs alternatifs les plus significatifs sur chaque segment, au 31 décembre 2022**

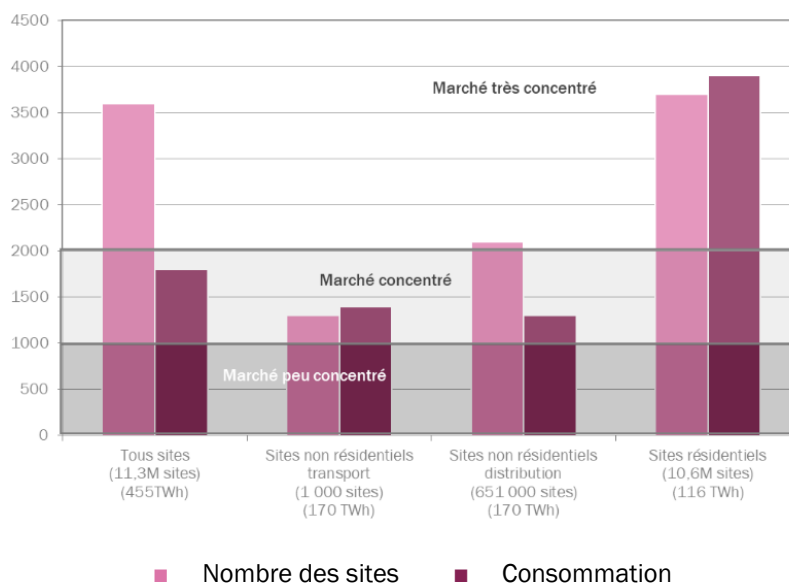
Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
39%	39%	33%	37%

Source : Données 2022, GRD, GRT, Analyses CRE

**3.2.2.1.4 La concentration du marché**

Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)<sup>167</sup> en nombre de sites et en volume pour les différents segments du marché de détail. Cet indice mesure la concentration du marché sur chaque segment de clientèle.

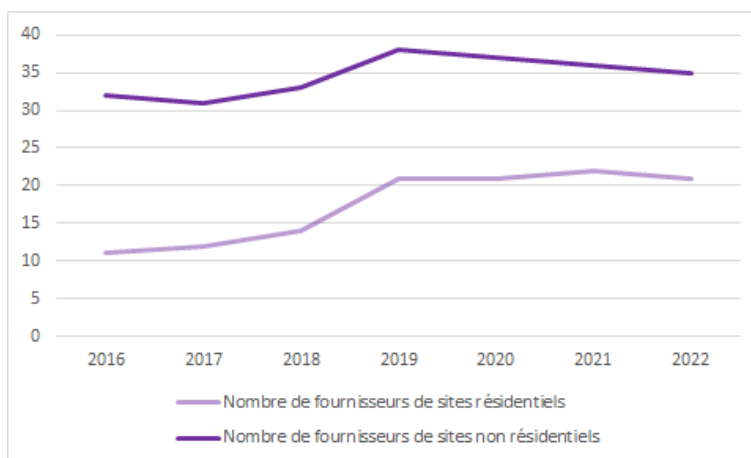
**Figure 56 Indice de Herfindahl-Hirschman (HHI) en nombre de sites et en volume pour les différents segments du marché de détail**



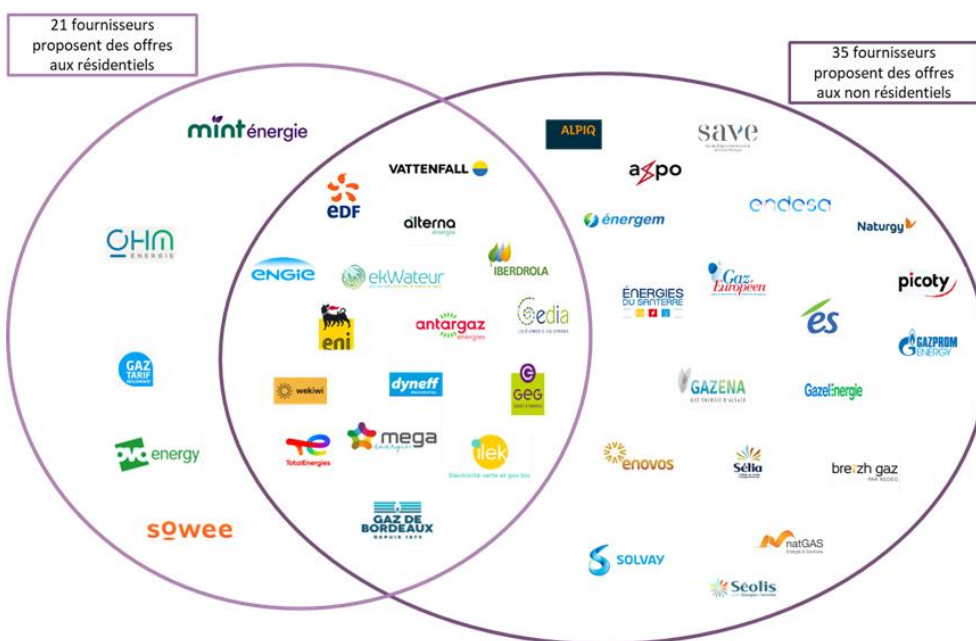
<sup>167</sup> L'indice HHI est égal à la somme des carrés des parts de marché des intervenants, et mesure la concentration du marché (il est d'autant plus élevé que le marché est concentré). On considère généralement qu'un marché est peu concentré si son HHI est inférieur à 1 000, et très concentré s'il est supérieur à 2 000.

**3.2.2.1.5 Les fournisseurs**

Au 31 décembre 2022, 40 fournisseurs nationaux possédaient au moins un client en portefeuille sur le marché de détail du gaz naturel (contre 41 en 2021). Parmi ces fournisseurs, 21 fournisseurs proposaient des offres aux clients résidentiels et 35 aux clients non résidentiels. Sur les zones de desserte des ELD, les fournisseurs alternatifs sont peu présents, en particulier sur le segment des clients résidentiels. Dans la situation actuelle du marché français, les fournisseurs alternatifs se concentrent en effet sur le territoire de GRDF.



**Figure 57 Les fournisseurs nationaux du gaz naturel**



Source : énergie-info.fr, Analyses CRE

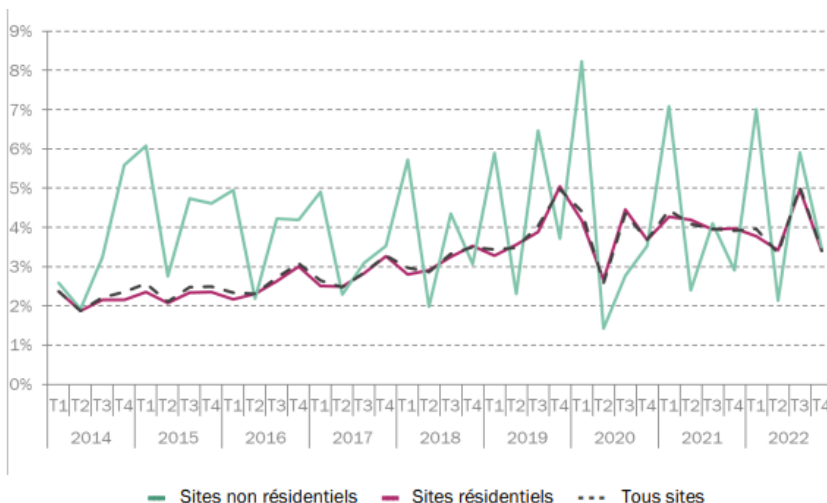
**3.2.2.1.6 Analyse des taux de changement de fournisseurs**

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

Sur le segment non résidentiel, le taux de switch annuel est en hausse en 2022 comparé à 2021. Le taux de switch annuel s'est élevé à 18,5% en 2022 contre 16,5 % en 2021.

Sur le segment résidentiel, le taux de switch annuel a baissé en 2022 comparé à celui de 2021 sous l'effet de la crise des prix. Le taux de switch est égal à 15,6 % en 2022 contre 16,4 % en 2021.

Figure 58 Taux de switch trimestriel de 2008 à 2022



Source : Données 2022, Analyses CRE

### 3.2.2.2 Les prix et les offres

#### 3.2.2.2.1 Composantes de la facture de clients type aux tarifs réglementés de vente de gaz tels que proposés au 31 décembre 2022

Le tableau suivant présente la décomposition de la facture des clients aux tarifs réglementés de vente de gaz au 31 décembre 2022 :

Figure 59 Décomposition de la facture TTC aux tarifs réglementés de vente d'Engie au 31 décembre 2022 en l'absence de bouclier tarifaire (mis en place en octobre 2021)

En €/MWh	Client D2	Client I1
Part fourniture	160.6	158
Part transport	5.5	5.0
Part distribution	18.3	13.0
Part stockage	4.4	4.5
Facture hors taxes aux tarifs réglementés	188.8	180.5
Prélèvements réglementaires sur les frais de réseaux (CTA)	2,4	1,1
TICGN	8,4	8,4
TVA	37.4	36.9
Facture TTC aux tarifs réglementés	237.0	226.9

Source : Données 2022, Analyses CRE

Figure 60 Décomposition de la facture TTC aux tarifs réglementés de vente d'Engie au 31 décembre 2022 - tarifs effectivement appliqués à la suite de la mise en place du gel tarifaire d'octobre

En €/MWh	Client D2	Client I1
Part fourniture	52.8	50.6
Part transport	5.3	5.0
Part distribution	18.2	13.3
Part stockage	2.7	2.7
Facture hors taxes aux tarifs réglementés	79.0	71.6
Prélèvements réglementaires sur les frais de réseaux (CTA)	2,4	1,2
TICGN	8,4	8,4
TVA	15.6	15.1
Facture TTC aux tarifs réglementés	105.4	96.3

Source : Données 2022, Analyses CRE



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 plus de données de coûts sur ce type de clients.

Remarques sur les hypothèses de calcul :

- toutes les données s'entendent en €/MWh
- la TVA s'applique à hauteur de 20% sur la part variable et sur la TICGN et de 5,5% sur la part fixe et la CTA.
- les clients types présentent les caractéristiques suivantes :
  - client domestique D2 = ménage ayant une consommation annuelle de 14,3 MWh (tarif B1, avec niveau de prix 2), correspondant à un client moyen B1 au TRV Engie.
  - client industriel I1 = industriel ayant une consommation annuelle de 100 MWh. Un tel client ne peut bénéficier du tarif réglementé de vente. Cependant, il est supposé ici que le coût en €/MWh est identique aux tarifs B2I d'Engie.

En dehors de la période de gel tarifaire, les TRV d'Engie varient tous les mois pour répercuter les évolutions du coût d'approvisionnement d'Engie estimées par la formule tarifaire inscrite dans l'arrêté en vigueur. Le Gouvernement publie chaque année, fin juin, un nouvel arrêté, après avis de la CRE, sur la base du rapport d'audit qu'elle remet en mai.

Les évolutions du barème des TRV de gaz naturel hors taxes d'Engie représentent une hausse cumulée du tarif moyen de +121.0€/MWh en euro constants 2022 entre janvier 2008 et décembre 2022 (en l'absence de mise en place du bouclier tarifaire). Le gel tarifaire a limité cette hausse à 29,0€/MWh.

**Figure 61 Evolution du tarif réglementé de vente de gaz naturel d'Engie, hors taxes et CTA, en € constants 2022 par mégawattheure**



Source : CRE

### 3.2.2.2 Les offres de marché

Parmi les offres de marchés, deux types se distinguent sur le marché :

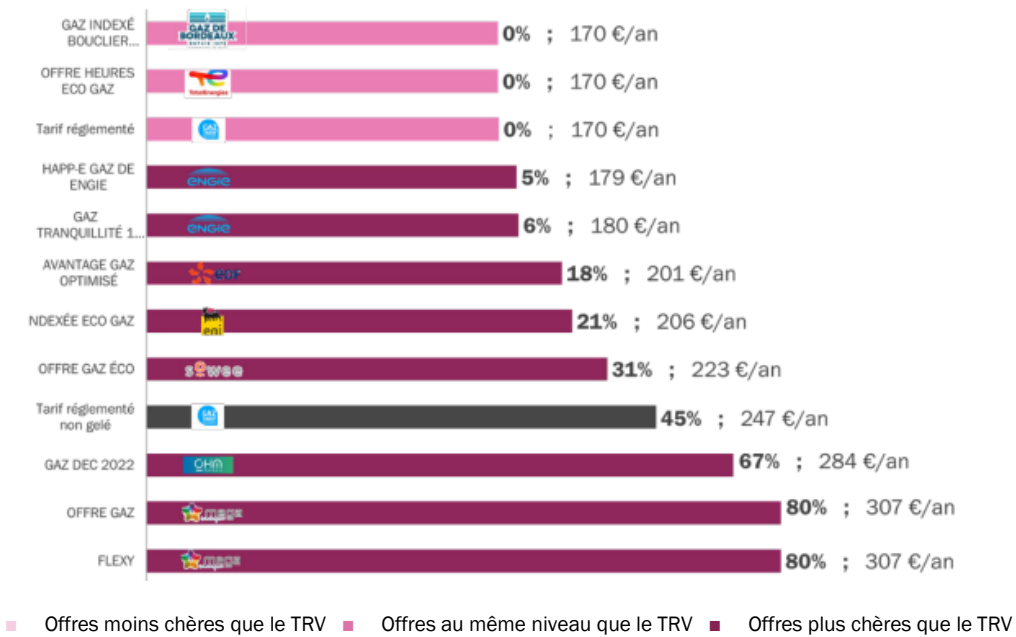
- Les offres à prix variable peuvent être indexées sur les tarifs réglementés de vente ou sur différents produits (prix spot, produits pétroliers ou gaziers...) ou évoluer selon une formule propre au fournisseur ;
- Les offres à prix fixe regroupent une diversité de modalités contractuelles. En effet,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

Les graphiques suivants présentent les différentes offres proposées par les fournisseurs de gaz naturel au 31 décembre 2022 pour deux types de clients situés à Paris :

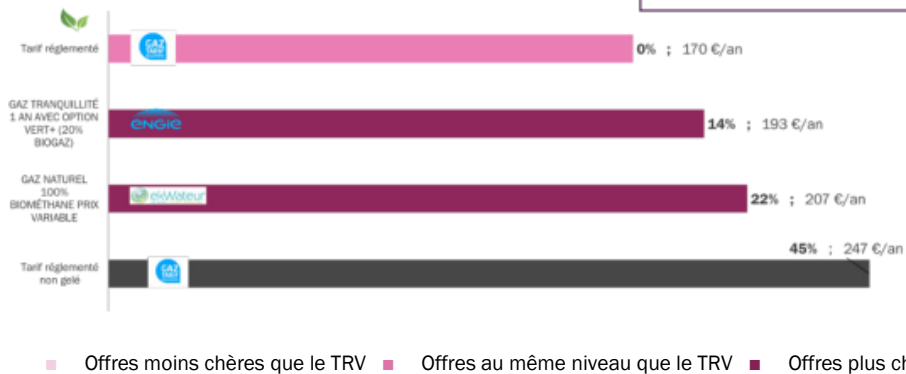
- un client-type « Cuisine » avec une consommation de 610 kWh/an ;
- un client-type « Chauffage » avec une consommation de 14 000 kWh/an.

Les factures sont présentées TTC et hors promotion éventuelle.

**Figure 62 Comparaison des offres de gaz naturel à prix variable pour un client type « cuisson » au 31 décembre 2022, offres standards et offres vertes**

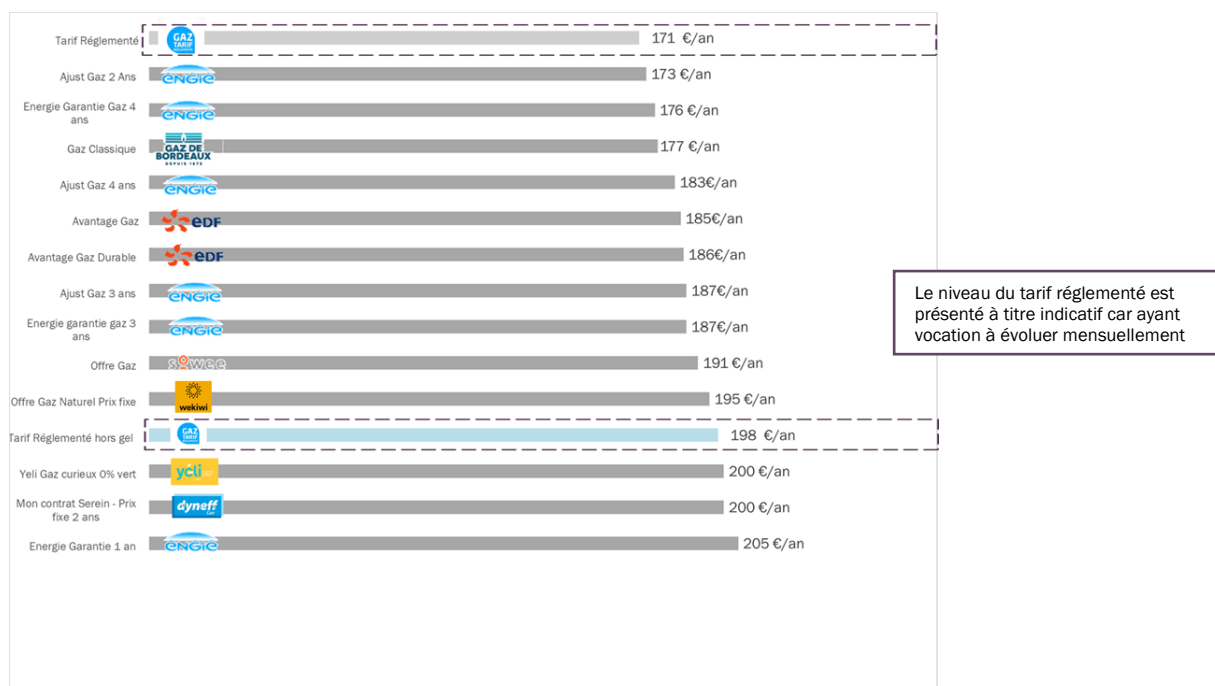


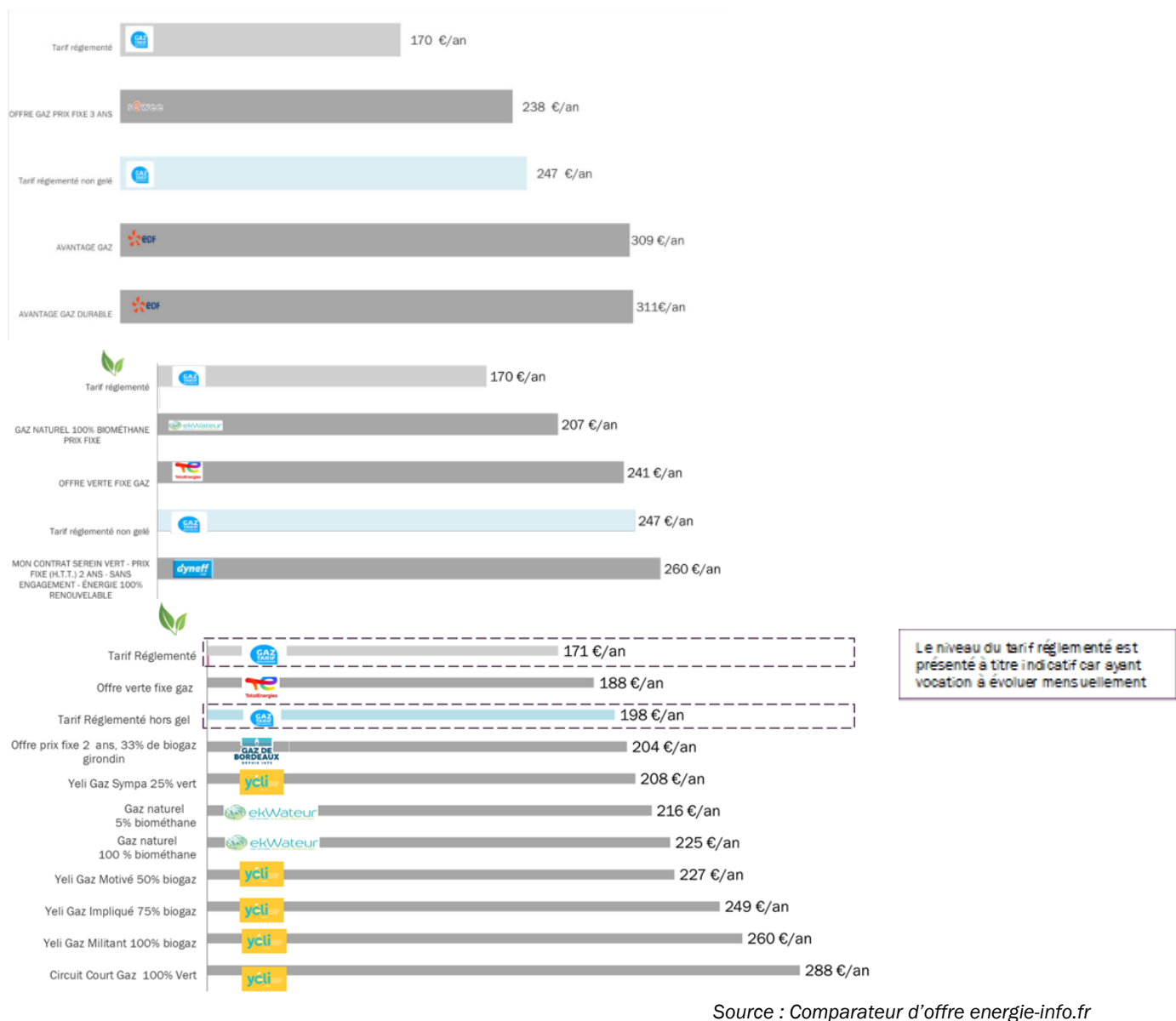
Le tarif réglementé n'est pas une offre verte. Il est présenté à titre indicatif.



Source : [Compareur d'offre energie-info.fr](http://Compareur.d'offre.energie-info.fr)

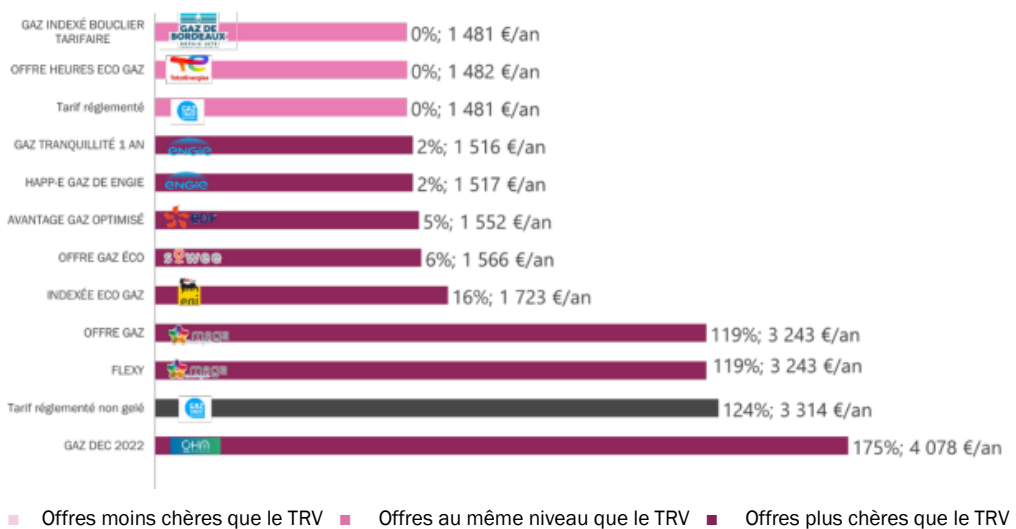
**Figure 63 Comparaison des offres de gaz naturel à prix fixe pour un client type « cuisson » au 31 décembre 2022, offres standards et offres vertes**

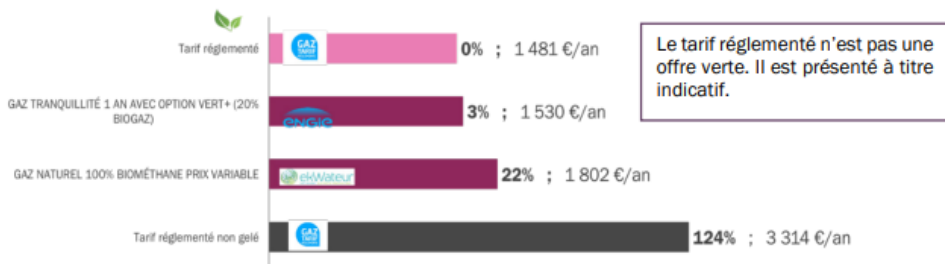




Source : Comparateur d'offre energie-info.fr

Figure 64 Comparaison des offres à prix variable pour un client type « chauffage » au 31 décembre 2022, offres standards et offres vertes



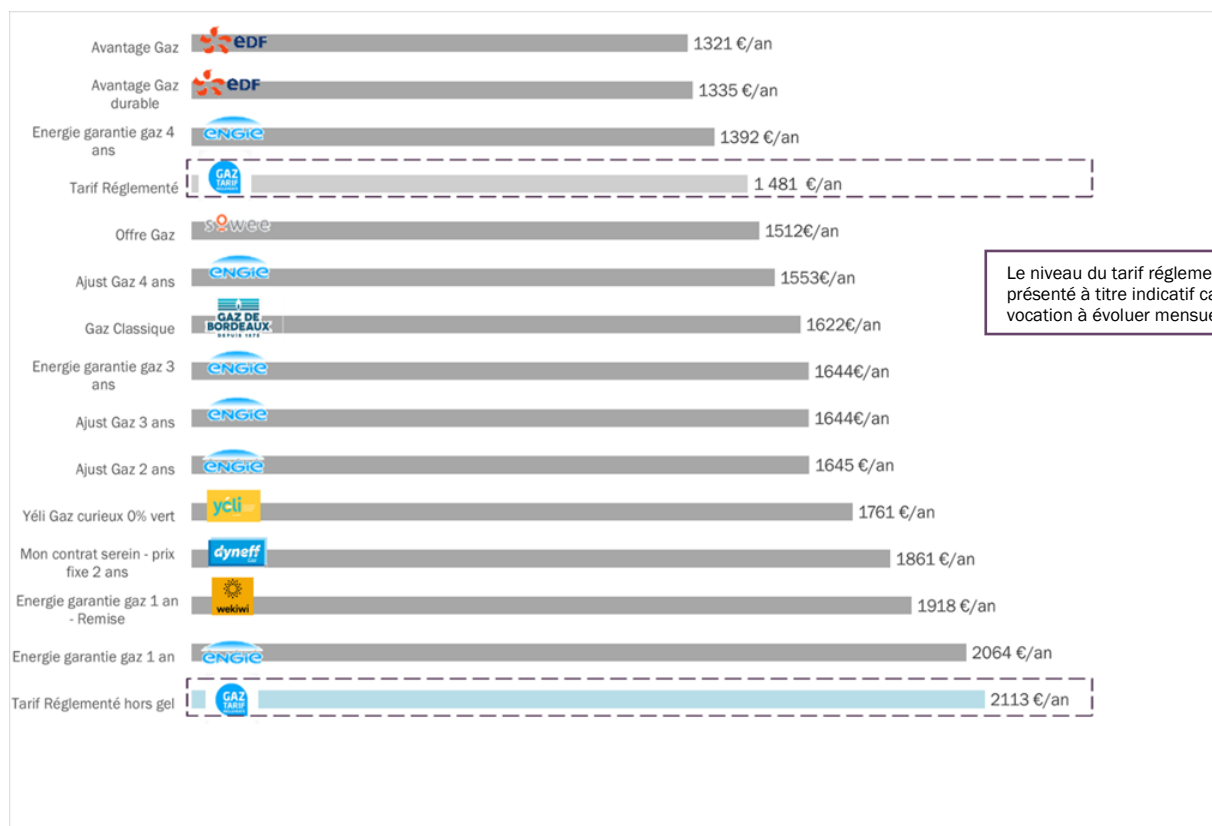


Le tarif réglementé n'est pas une offre verte. Il est présenté à titre indicatif.

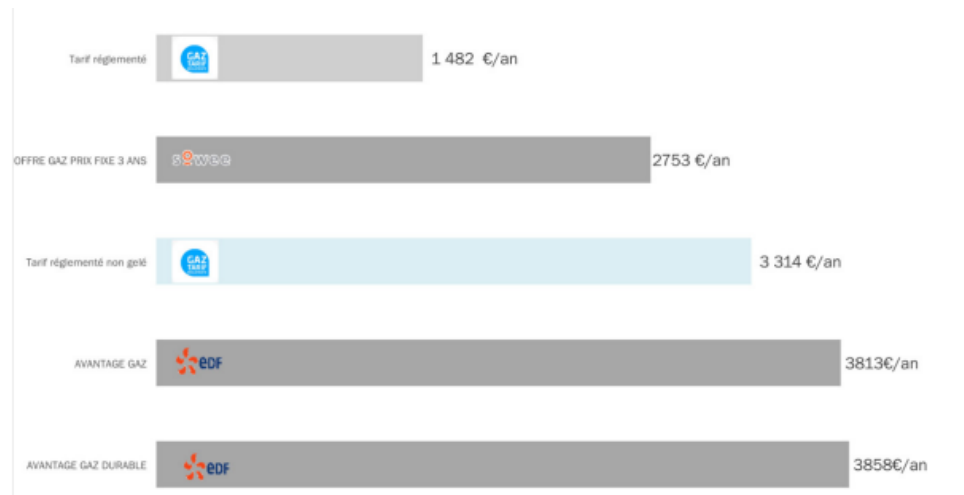
■ Offres moins chères que le TRV ■ Offres au même niveau que le TRV ■ Offres plus chères que le TRV

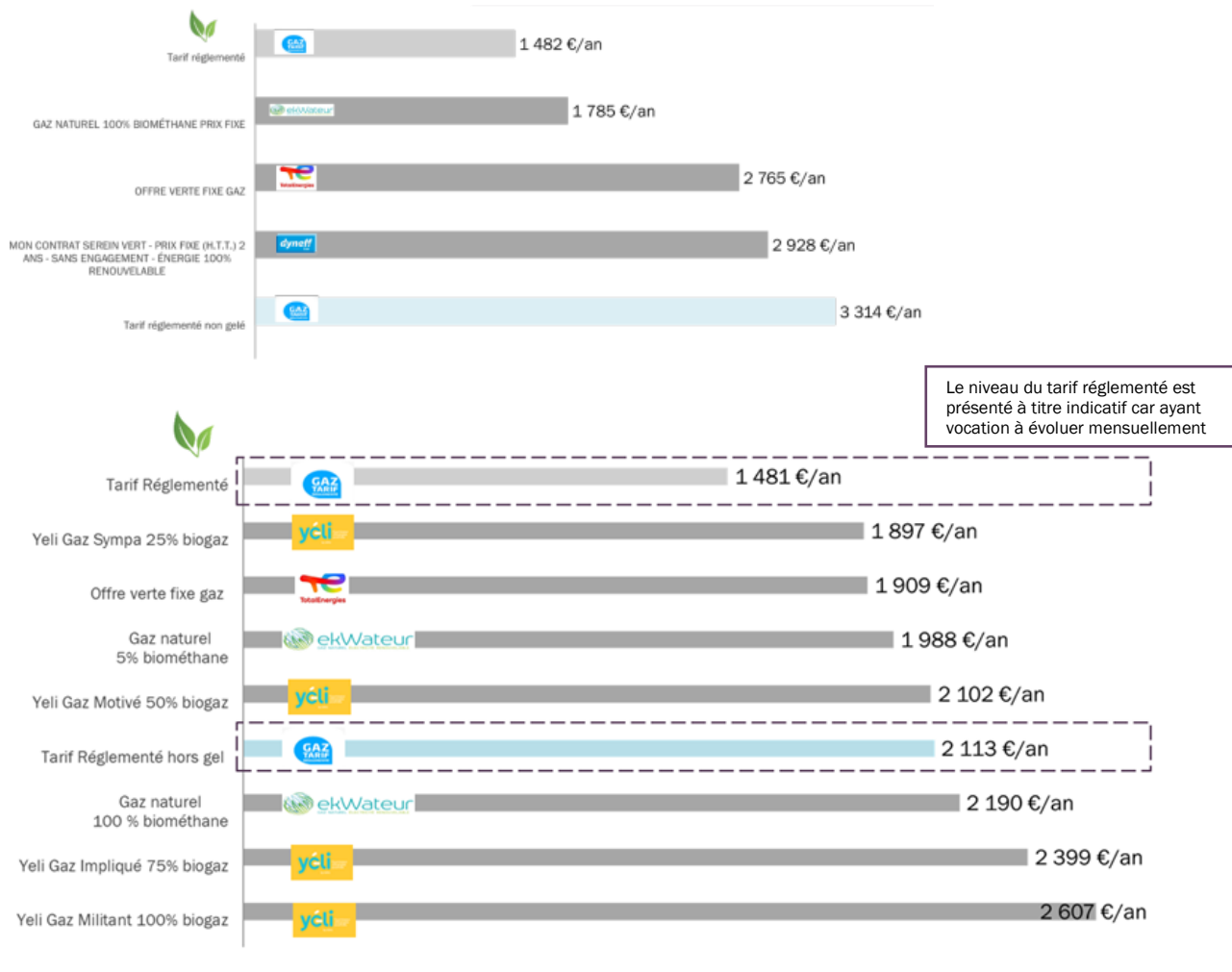
Source : Compareur d'offre energie-info.fr

**Figure 65 Comparaison des offres à prix fixe pour un client type « chauffage » au 31 décembre 2022, offres standards et offres vertes**



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





Source : Comparateur d'offre [www.energie-info.fr](http://www.energie-info.fr)

Les offres à prix variable sont comparées par rapport au tarif réglementé de vente d'Engie. Pour le type de client « cuisson », l'offre à prix variable la moins chère est proposée par Gaz de Bordeaux correspondant à un prix annuel TTC au niveau du TRV.

### 3.3 La sécurité d'approvisionnement

#### 3.3.1 Le suivi de l'équilibre offre / demande de gaz naturel

##### 3.3.1.1 Hiver 2021-2022

Durant l'hiver 2020-2021, des congestions sont apparues pour la première fois en saison hivernale et dans un schéma de flux Sud-Nord. Ces congestions ont été résolues grâce à la mise en œuvre de 3 spreads localisés en janvier 2021 pour un coût global de 148 k€.

La Trading Region France (TRF) a été conçue en prenant pour hypothèse des flux principalement du nord vers le sud. Sur la période hivernale, les tensions sur le gaz russe ont entraîné l'apparition de schémas de flux inversés Sud-Nord avec une baisse des entrées depuis la Belgique et l'Allemagne conjuguée à des arrivées de GNL en forte hausse (+82%). Également, les exportations vers l'Espagne ont significativement baissé cet hiver et à partir de la mi-février nous avons constaté des inversions de flux significatives à Pirinées dans la direction Espagne > France pour alimenter l'Europe du Nord.

Néanmoins malgré ce contexte, le réseau de transport de gaz a démontré une bonne adaptation à ces nouveaux schémas de flux et la TRF a pu fonctionner normalement.

##### 3.3.1.2 Hiver 2022-2023

Durant l'hiver 2022-2023, d'importantes congestions ont été observées sur la TRF. Deux épisodes de forte réduction des flux au PIR Dunkerque depuis la Norvège ont provoqué un déficit significatif de gaz dans le Nord de l'Espagne, compensé par un excédent de gaz dans le Sud, bien approvisionné en GNL depuis les terminaux méthaniers de Fos et de Montoir et l'Espagne. Celles-ci ont entraîné une forte hausse des charges de résorption des congestions pour les GRT, liées à l'activation du spread localisé, avec 54,6 M€ dépensés pendant l'hiver 2022/23 (pour un volume total de 5,1 TWh). De plus, les GRT ont été contraints à 16 reprises d'appliquer des restrictions mutualisées au sud de la France, c'est-à-dire de réduire en urgence les capacités d'injection sur le réseau depuis les stockages, d'importation depuis l'Espagne ou depuis les terminaux méthaniers.

### 3.3.2 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 2022 s'élève à 430 TWh, contre 474 TWh en 2021, soit une baisse de 9%. La consommation sur les réseaux de distribution a diminué de près de 17% en raison de températures plus douces qu'en 2021. La consommation des centrales produisant de l'électricité a augmenté de plus de 54%, marquant un soutien inédit du système gaz au système électrique en raison d'une disponibilité de la production nucléaire dégradée. Enfin, la consommation des industriels directement raccordés aux réseaux de transport a diminué de 11,5%, principalement en raison des hausses du prix du gaz.

##### 3.3.2.1.1 La demande de gaz naturel sur le réseau de GRTgaz

La consommation totale de gaz au sein de la zone d'équilibrage de GRTgaz en 2022 s'élève à 406 TWh, en baisse de 8 % par rapport à 2021.

##### 3.3.2.1.2 La demande de gaz naturel sur le réseau de Teréga

La consommation totale de gaz au sein de la zone d'équilibrage de Teréga en 2022 s'élève à 24 TWh, en baisse de 11% par rapport à 2021.

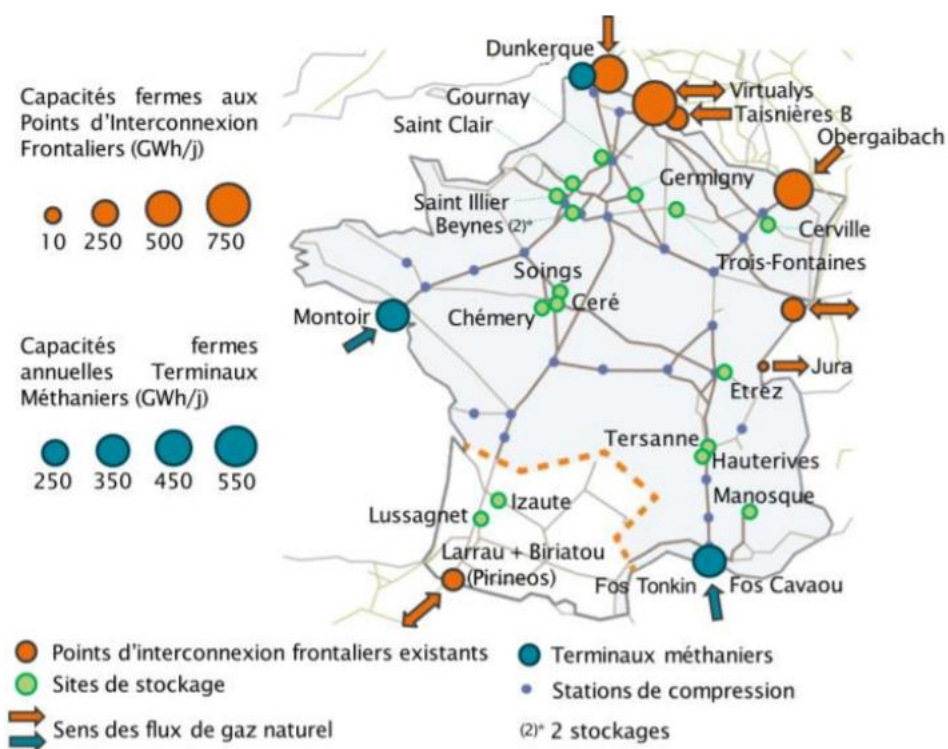
#### 3.3.2.2 Les capacités de stockage

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.

Figure 66 Sites de stockage souterrain de gaz naturel en France



Source : Storengy – Analyse CRE

### 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 plu-riannuelle de l'énergie mentionnée à l'article L. 141-1. Ces infrastructures sont maintenues en exploitation par les opérateurs ».

A l'entrée dans la régulation, le décret n° 2016-1442 du 27 octobre 2016<sup>168</sup> relatif à la programmation pluriannuelle de l'énergie prenait en compte dans ce périmètre l'ensemble des sites en activité et en exploitation réduite.

Par la suite, le décret du 26 décembre 2018 a fait évoluer ce périmètre selon les dispositions suivantes :

« Durant la deuxième période de la programmation pluriannuelle de l'énergie, les infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel nécessaires pour garantir la sécurité d'approvisionnement à moyen et long terme sont celles listées ci-dessous, représentant un volume utile de 138,5 TWh et une capacité de soutirage de 2376 GWh/ j pour un remplissage correspondant à 45 % du volume utile :

<b>Infrastructure</b>	<b>Exploitant</b>	<b>Année de mise en service</b>	<b>Type de stockage</b>
Beynes	Storengy	1956	Aquifère
Céré-la-Ronde	Storengy	1993	Aquifère
Cerville-Velaine	Storengy	1970	Aquifère
Chémery	Storengy	1968	Aquifère
Etrez	Storengy	1980	Salin
Germigny-sous-Coulomb	Storengy	1982	Aquifère
Gournay	Storengy	1976	Aquifère
Lussagnet/ Izaute	Teréga	1957	Aquifère
Manosque	Géométhane	1993	Salin
Saint-Illiers-la-Ville	Storengy	1965	Aquifère
Tersanne/ Hauterives	Storengy	1970	Salin

Ainsi, le décret du 26 décembre 2018<sup>169</sup> a retiré de la liste des infrastructures prévues par la PPE les trois sites en exploitation réduite de Storengy (Trois-Fontaines, Saint-Clair-sur-Epte et Soings-en-Sologne). Les infrastructures en question continuent d'être régulées jusqu'à l'expiration du délai de préavis fixé à deux ans par arrêté<sup>170</sup>, soit jusqu'au 31 décembre 2020.

### La commercialisation aux enchères des capacités est assortie d'une obligation de remplissage

Les capacités de stockage sont commercialisées aux enchères, selon des modalités fixées par la CRE sur proposition des opérateurs de stockage (voir 3.1.3.5).

Pour garantir la sécurité d'approvisionnement tout au long de l'année, la loi impose aux fournisseurs un remplissage minimal de 85% au 1<sup>er</sup> novembre des capacités de stockage qu'ils ont souscrites (article L. 421-7 du code de l'énergie). En cas de non-respect de cette obligation, les fournisseurs peuvent se voir appliquer une sanction pécuniaire jusqu'à deux fois le prix moyen observé pendant la période de remplissage appliqué au volume manquant ainsi que le retrait ou la suspension provisoire de leur autorisation de fourniture.

Un mécanisme, appelé « filet de sécurité », vise à remplir les capacités non souscrites. Le mécanisme se déroule en deux temps. Dans un premier temps, un arrêté fixe le niveau de stock minimal nécessaire pour assurer la sécurité d'approvisionnement pour l'hiver à venir. Dans un second temps, s'il constate après la fin du cycle d'enchères que les souscriptions sont insuffisantes pour atteindre les stocks minimaux, le ministre chargé de l'énergie, peut imposer, en dernier recours, soit aux fournisseurs, soit aux opérateurs de stockage, soit aux fournisseurs et aux opérateurs de stockage de constituer des stocks complémentaires.

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

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

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

### 3.3.2.3 Les terminaux méthaniers

Depuis janvier 2017, quatre terminaux méthaniers sont opérationnels (Fos Tonkin, Montoir-de-Bretagne, Fos Cavaou et Dunkerque). Les trois premiers sont gérés par la société Elengy, filiale de GRTgaz depuis 2017. Le terminal de Fos Cavaou était géré par Fosmax LNG, détenu par Elengy et Total jusqu'en février 2020, jusqu'à la vente de la part de Total à Elengy.

Le terminal de Dunkerque est détenu par Dunkerque LNG, filiale à 61 % d'un consortium composé de Fluxys, Axa et Crédit Agricole et 39 % d'un consortium composé d'IMP et Samsung. Il a une capacité de regazéification de 13 Gm<sup>3</sup>/an. Ce dernier terminal bénéficie d'une exemption totale à l'accès régulé des tiers.

En 2022, le taux d'utilisation des terminaux méthaniers français a atteint presque le maximum des capacités (hors maintenance).

Avec 473 navires méthaniers ayant déchargé, l'année 2022 a été marquée par une forte hausse de l'activité des terminaux français qui ont émis 369 TWh dans le réseau français (contre 182 TWh en 2021). Le GNL carburant prend son essor dans les terminaux d'Elengy : 11 800 camions citernes ont été chargés en GNL en 2022 sur les terminaux régulés.

En 2022, l'approvisionnement été marqué par la continuité de livraisons massives de GNL américain (46%), complétées par des importations de GNL russe (21%) et algérien (12%). Les terminaux français ont respectivement capté : 144 TWh pour Dunkerque, 120 TWh pour Fos Cavaou, 106 TWh pour Montoir. La mise en œuvre de la TRF et d'un prix unique au PEG français a été un atout pour attirer les livraisons de GNL en France.

### 3.3.3 Les mesures de réponse aux pics de demandes et aux déficits d'approvisionnement

#### 3.3.3.1 Les obligations des opérateurs de transport et de distribution de gaz

Le décret 2004-251 du 19 mars 2004 relatif aux obligations de service public dans le secteur du gaz impose que les opérateurs de transport et les opérateurs de distribution de gaz soient en mesure d'assurer la continuité de l'acheminement du gaz pour les clients finals n'ayant pas accepté contractuellement une fourniture susceptible d'interruption, même dans les situations suivantes :

- hiver froid tel qu'il s'en produit statistiquement un tous les cinquante ans ;
- température extrêmement basse pendant une période de trois jours au maximum telle qu'il s'en produit statistiquement un tous les cinquante ans.

Ces dispositions induisent un dimensionnement du réseau français au risque 2%, c'est-à-dire pour passer une pointe de froid comme il en advient tous les 50 ans.

#### 3.3.3.2 Les mesures d'urgence

En cas de crise d'approvisionnement de gaz, deux types de mesures sont mis en œuvre de manière séquentielle :

- dans un premier temps sont appliquées des mesures fondées sur le marché, c'est-à-dire sur un engagement contractuel de réduction de la consommation par les principaux consommateurs ;
- dans le cas où l'activation des capacités interruptibles n'a pas permis de satisfaire la demande de gaz, des mesures supplémentaires pouvant aller jusqu'au délestage sont mises en œuvre.

L'activation des capacités interruptibles constitue le premier levier sur la demande en gaz naturel en situation de crise. Deux mécanismes d'interruptibilité contractuelle, non cumulables, sont définis par l'arrêté du 17 décembre 2019.

Le premier mécanisme, dit « d'interruptibilité secondaire », concerne les consommateurs volontaires raccordés aux réseaux de transport et de distribution de gaz naturel et justifiant d'une consommation annuelle supérieure à 5 GWh. Ils ont la possibilité de souscrire librement auprès des gestionnaires de réseau des capacités interruptibles. En cas de crise d'approvisionnement, celles-ci les contraignent à interrompre leurs consommations à hauteur des capacités souscrites, dans les 24h suivant un ordre d'activation, et pour une durée maximale de 240h dans l'année. En contrepartie, le souscripteur bénéficie d'une réduction ou d'une suppression du montant dont il doit s'acquitter au titre de la compensation stockage.

Les capacités souscrites pour la période du 1<sup>er</sup> avril 2021 au 1<sup>er</sup> avril 2023 sont les suivantes :

- 7 GWh/j sur le réseau de distribution, réparties entre 75 sites ;
- 17 GWh/j sur le réseau de transport, réparties entre 34 sites.

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 2022-2023. Des travaux sont en cours pour accroître l'efficacité de ce dispositif dans la perspective de l'hiver 2023-2024.

En cas d'insuffisance de ces mesures, l'urgence peut être déclarée par la DGEC et des mesures supplémentaires, non fondées sur le marché, sont mises en œuvre :

- recommandation de modérer la consommation d'énergie. A cet effet, des annonces sont diffusées à l'échelle nationale et/ou locale dans les médias par l'autorité compétente (télévision, radio, journaux). Compte tenu de l'interdépendance des réseaux gazier et électrique, cette mesure porte à la fois sur le gaz naturel et l'électricité, la consommation de cette dernière étant également fortement corrélée à la température ;
- application stricte de la limitation de température et limitation de la durée du chauffage dans les locaux de certains établissements recevant du public ;
- délestages.

En application du règlement (UE) n° 217/1938 du 25 octobre 2017, les articles L. 434-1 à L. 434-4 du code de l'énergie, ainsi que le décret n° 2022-495 du 7 avril 2022, précisent les dispositions relatives au délestage de la consommation de gaz.

Pour un site de consommation le délestage consiste à procéder à une diminution importante de consommation en moins de 2h. C'est une obligation réglementaire qui s'impose à tous les clients sollicités par les opérateurs de réseau. En cas de manquement à cette obligation des sanctions financières et pénales pouvant aller jusqu'à 2 ans d'emprisonnement et 75 000 € d'amende sont prévues.

En pratique, le dispositif de délestage repose sur la réalisation par les gestionnaires de réseaux d'enquêtes annuelles auprès des consommateurs disposant d'une consommation annuelle supérieure à 5 GWh. Ces enquêtes visent à recueillir :

- les moyens de contact et coordonnées à utiliser pour la transmission des ordres de délestage par le gestionnaire de réseau ;
- les conséquences économiques majeures subies en cas de réduction ou d'arrêt de la consommation de gaz naturel, ainsi que le niveau d'alimentation en gaz naturel en-dessous duquel ces conséquences économiques majeures sont susceptibles d'être observées.

A l'issue de ces enquêtes les préfets établissent par arrêté :

- la liste des consommateurs consommant plus de 5 GWh/an assurant des missions d'intérêt général liées à la satisfaction des besoins essentiels de la nation, en matière notamment d'administration, d'éducation, de sécurité, de défense et de santé ;
- la liste des consommateurs consommant plus de 5 GWh/an ne rentrant pas dans la précédente catégorie mais qui sont susceptibles de subir des conséquences économiques majeures en cas de réduction ou d'arrêt de leur consommation de gaz naturel, ainsi que pour chacun de ces consommateurs le niveau d'alimentation en gaz naturel en-dessous duquel ces conséquences économiques majeures sont susceptibles d'être observées.

Sur la base de ces listes, le décret n° 2022-495<sup>171</sup> prévoit que les consommateurs de gaz naturel sont délestés selon l'ordre de priorité suivant :

- les consommateurs de gaz naturel consommant plus de 5 GWh/an ne figurant dans aucune des deux listes préfectorales, et, d'autre part, les consommateurs figurant dans la liste des consommateurs susceptibles de subir des conséquences économiques majeures mais uniquement, pour chacun de ces consommateurs, jusqu'au niveau d'alimentation lui permettant de ne pas subir ces conséquences économiques majeures, ou, en ce qui concerne les moyens de production d'électricité, jusqu'au niveau d'alimentation susceptible de remettre en cause la sécurité d'approvisionnement en électricité ;

<sup>171</sup> Décret n° 2022-495 du 7 avril 2022 relatif au délestage de la consommation de gaz naturel et modifiant le code de l'énergie

- puis, sont délestés les consommateurs mentionnés dans la liste des consommateurs susceptibles de subir des conséquences économiques majeures en cas de délestage, sans considération du niveau minimal d'alimentation permettant d'éviter ces conséquences ;
- enfin, est délesté le reste des consommateurs, soit les consommateurs de gaz naturel consommant moins de 5 GWh/an et les consommateurs mentionnés dans la liste des consommateurs assurant des missions d'intérêt général liées à la satisfaction des besoins essentiels de la nation.

## 4. LA PROTECTION DES CONSOMMATEURS

Agir dans l'intérêt du consommateur est le fil rouge qui guide l'action de la CRE dans toutes ses composantes : prix, qualité de service, innovation, sécurité d'approvisionnement, enjeux de transition énergétique et, enfin, résilience des systèmes (infrastructures physiques et marchés). Il convient toutefois d'apporter quelques précisions supplémentaires qui ne ressortent pas nécessairement des parties 2 et 3 dédiées aux marchés de l'électricité et du gaz.

### 4.1 Accès des consommateurs aux données de consommation

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

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

Ces textes ont depuis été codifiés depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2018 aux articles D. 224-26 à D. 224-29 du code de la consommation.

### 4.2 Questions et réclamations

Commun aux marchés de l'électricité et du gaz naturel, [energie-info.fr](http://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.

En 2022, au total, 4,6 millions de consommateurs ont été informés par le médiateur national de l'énergie. Environ 177 000 consommateurs ont appelé le numéro vert énergie-info : plus de la moitié a préféré parler à un conseiller et les autres ont utilisé le serveur vocal pour écouter la liste des fournisseurs. 4,6 millions ont utilisé un des sites internet du médiateur, dont 4,1 millions le site énergie-info et la moitié le comparateur d'offres.

En 2022, le médiateur national de l'énergie a enregistré 30 558 litiges électricité, gaz et autres énergies de chauffage (fioul, GPL, bois), contre 30 626 en 2021, directement (par courrier ou sur SOLLEN, sa plateforme de règlement des litiges en ligne) ou via son service d'information énergie-info de la part de consommateurs résidentiels, professionnels et non professionnels. Parmi ces réclamations, 8 567 sont des litiges recevables (saisine écrite, délais respectés et entrant dans le champ de compétence du médiateur). Le médiateur note une forte augmentation des litiges liés à des pratiques tarifaires inédites de certains fournisseurs qui passent de 705 dossiers en 2021 (7% des litiges recevables) à 1 718 dossiers en 2022 (20% des litiges recevables).

7 871 médiations ont été menées à terme en 2022. Il a fallu 145 jours en moyenne pour instruire un litige recevable, contre 107 jours en 2021. 64 % des dossiers ont donné lieu à un accord amiable et au total, les opérateurs se sont rangés à l'avis du médiateur dans 96 % des cas.

Enfin, 92 % des consommateurs qui ont saisi le médiateur se disent prêt à le recommander à un proche et 80% des personnes se disent satisfaites des actions du médiateur.

### 4.3 La protection des clients vulnérables

Des dispositions sociales en vue de la protection des consommateurs vulnérables (exclusivement des clients particuliers et non des entreprises) ont été adoptées en application de loi n°2015-992 du 17 août 2015 dite de transition énergétique pour la croissance verte avec l'instauration d'un « chèque énergie » octroyant aux ménages disposant de revenus modestes une aide pour payer les factures d'énergie.

#### 4.3.1 Electricité

Les personnes en situation de précarité peuvent bénéficier d'un dispositif permettant de « préserver ou garantir l'accès à l'électricité ».

La loi n°2015-992 du 17 août 2015 dite de transition énergétique pour la croissance verte a instauré un « chèque énergie » octroyant aux ménages disposant de revenus modestes une aide pour payer les factures d'énergie. Les dispositions relatives au « chèque énergie » ont été codifiées aux articles L. 124-1 à L. 124-5 du code de l'énergie.

Le chèque énergie a été généralisé à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2018, en remplacement des tarifs sociaux. Ce chèque énergie, d'un montant pouvant aller jusqu'à 277 €<sup>172</sup>, est attribué sur la base d'un critère fiscal unique<sup>173</sup>, en tenant compte du niveau de revenu et de la composition des ménages. Ce dispositif permet donc aux ménages bénéficiaires de régler leur facture d'énergie, quel que soit leur moyen de chauffage (électricité, gaz naturel, GPL, fioul, bois...). S'ils le souhaitent, les bénéficiaires peuvent également utiliser le chèque pour financer une partie des travaux d'économies d'énergie qu'ils engagent dans leur logement.

Le montant moyen du chèque énergie est d'environ 150 € (contre environ 114 € en moyenne pour les tarifs sociaux). Le montant du chèque énergie est modulé selon le niveau de revenus et la composition du ménage bénéficiaire. Avec le chèque énergie, l'aide ne dépend plus de l'énergie de chauffage, alors que le niveau d'aide dans le cadre des tarifs sociaux pouvait varier du simple au triple.

Dans le contexte inédit de forte hausse des prix de l'énergie, un chèque énergie supplémentaire de 100 (pour les ménages au revenu fiscal de référence annuel par unité de consommation inférieur à 17 400 €) à 200 € (pour les ménages au revenu fiscal de référence annuel par unité de consommation supérieur ou égal à 10 800 € et inférieur à 17 400 €) a été attribué en 2022<sup>174</sup>.

Le chèque énergie est couvert par la CSPE.

A Saint-Martin et Saint-Barthélemy, le tarif de première nécessité (TPN) introduit par l'article 4 de la loi n° 2000-108 est toujours en vigueur dans la mesure où les dispositions réglementaires relatives au chèque énergie n'ont pas été adoptées. Ce dispositif permet aux personnes en situation de précarité énergétique, sur critères de ressources, de bénéficier d'un tarif spécifique auprès du fournisseur de leur choix consistant en une remise forfaitaire dépendant de la composition du foyer et de l'abonnement. 67 310 € ont été versés en 2022. Le montant prévisionnel pour 2023 et 2024 est de 161 574 € par année.

Le décret n° 2008-780 du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau prévoit que les bénéficiaires du chèque énergie ont aussi droit à la gratuité de la mise en service et à une réduction de 80% des frais de déplacement en cas de coupure pour impayés.

Les coûts supportés par les fournisseurs à ce titre sont intégrés au périmètre des charges de service public de l'énergie. Ces charges se sont élevées à 5,9 M€ en 2022, et sont anticipées à 4,8 M€ en 2023 et 4,8 M€ en 2024.

L'article L. 115-3 alinéa 3 du code de l'énergie interdit les interruptions de fournitures pour impayés entre le 1<sup>er</sup> novembre et le 31 mars, y compris par résiliation de contrat. Seules des réductions de puissance seront possibles pendant cette période sauf pour les consommateurs bénéficiaires du chèque énergie. Ces dispositions sont complétées par un décret du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau<sup>175</sup>.

En complément du chèque énergie, en application de l'article L. 121-8 du code de l'énergie, les consommateurs en difficulté peuvent bénéficier d'un service de maintien de l'énergie et d'une aide au paiement de leurs factures en liaison avec les services sociaux, à travers le Fonds de solidarité pour le logement (FSL) encadré par un décret du 2 mars 2005<sup>176</sup>. Les coûts supportés par les fournisseurs intégrés au périmètre des charges de service public de l'énergie. Ces charges se sont élevées à 24,9 M€ en 2022, et sont anticipées à 26,6 M€ en 2023 et 26,7 M€ en 2024.

En outre, des dispositions réglementaires<sup>177</sup> ont été adoptées afin de prévoir une offre gratuite de transmission des données de consommation d'électricité en temps réel aux consommateurs bénéficiaires du chèque énergie. Cette offre est systématiquement proposée par les fournisseurs d'électricité depuis le 1<sup>er</sup> octobre 2022. Le coût du dispositif est compensé par les charges de service public de l'énergie. Ces charges se sont élevées à 1,8 M€ en 2022 et sont anticipées à 12,2 M€ en 2023 et 11,5 M€ en 2024.

La CRE réalisera une évaluation technico-économique de ce dispositif au plus tard le 1<sup>er</sup> avril 2026.

### 4.3.2 Gaz

La loi n° 2015-992 du 17 août 2015 dite de transition énergétique pour la croissance verte a instauré un « chèque énergie » octroyant aux ménages disposant de revenus modestes une aide pour payer les factures d'énergie. Les dispositions relatives au « chèque énergie » ont été codifiées aux articles L. 124-1 à L. 124-5 du code de l'énergie.

Le chèque énergie a été généralisé à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2018, en remplacement des tarifs sociaux. Ce chèque énergie, d'un montant pouvant aller jusqu'à 277 €<sup>178</sup>, est attribué sur la base d'un critère fiscal unique, en tenant compte du niveau de revenu et de la composition des ménages. Ce dispositif permet donc aux ménages bénéficiaires de régler leur facture d'énergie, quel que soit leur moyen de chauffage (électricité, gaz naturel, GPL, fioul,

<sup>172</sup> Arrêté du 26 décembre 2018 modifiant le plafond et la valeur faciale du chèque énergie

<sup>173</sup> Article 1 : Le bénéfice du chèque énergie est ouvert aux ménages dont le revenu de référence annuel par unité de consommation est inférieur à 10 800 €

<sup>174</sup> Décret n° 2022-1552 du 10 décembre 2022 relatif à la protection des consommateurs en situation de précarité énergétique

<sup>175</sup> Décret n° 2008-780 du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau

<sup>176</sup> Décret n° 2005-212 du 2 mars 2005 relatif aux fonds de solidarité pour le logement

<sup>177</sup> Décret n° 2021-608 du 19 mai 2021 relatif à l'offre de transmission des données de consommation d'électricité et de gaz naturel aux consommateurs précaires

<sup>178</sup> Arrêté du 26 décembre 2018 modifiant le plafond et la valeur faciale du chèque énergie

bois...). S'ils le souhaitent, les bénéficiaires peuvent également utiliser le chèque pour financer une partie des travaux d'économies d'énergie qu'ils engagent dans leur logement.

Le montant moyen du chèque énergie est d'environ 200 € (contre environ 114 € en moyenne pour les tarifs sociaux). Le montant du chèque énergie est modulé selon le niveau de revenu et la composition du ménage bénéficiaire. Avec le chèque énergie, l'aide ne dépend plus de l'énergie de chauffage, alors que le niveau d'aide dans le cadre des tarifs sociaux pouvait varier du simple au triple.

Dans le contexte inédit de forte hausse des prix de l'énergie, un chèque énergie supplémentaire de 100 € (pour les ménages au revenu fiscal de référence annuel par unité de consommation inférieur à 17 400 €) à 200 € (pour les ménages au revenu fiscal de référence annuel par unité de consommation supérieur ou égal à 10 800 € et inférieur à 17 400 €) a été attribué en 2022 aux ménages déjà bénéficiaires du chèque énergie<sup>179</sup>. L'échéance de validité de ce chèque est fixée au 31 mars 2024.

Le chèque énergie est couvert par la CSPE.

En complément du chèque énergie, en application de l'article L. 121-8 du code de l'énergie, les consommateurs en difficulté peuvent bénéficier d'un service de maintien de l'énergie et d'une aide au paiement de leurs factures en liaison avec les services sociaux, à travers le Fonds de solidarité pour le logement (FSL) encadré par un décret du 2 mars 2005<sup>180</sup>.

En outre, des dispositions réglementaires ont été adoptées afin de prévoir une offre gratuite de transmission des données de consommation de gaz naturel aux consommateurs bénéficiaires du chèque énergie. Cette offre est systématiquement proposée par les fournisseurs de gaz naturel depuis le 1<sup>er</sup> octobre 2022. Le coût du dispositif est compensé par les charges de service public de l'énergie.

La CRE réalisera une évaluation technico-économique de ce dispositif au plus tard le 1<sup>er</sup> avril 2026.

L'article R. 124-16 I. du code de l'énergie relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau prévoit que les bénéficiaires du chèque énergie ont aussi droit à la gratuité de la mise en service et à une réduction de 80% des frais de déplacement en cas de coupure pour impayés. Les coûts supportés par les fournisseurs à ce titre sont intégrés au périmètre des charges de service public de l'énergie. Ces charges se sont élevées à 1,6 M€ en 2022, et devraient atteindre 1,8 M€ en 2023 et 1,7 M€ en 2024.

L'article L. 115-3 alinéa 3 du code de l'énergie interdit les interruptions de fournitures pour impayés entre le 1<sup>er</sup> novembre et le 31 mars, y compris par résiliation de contrat. Ces dispositions sont complétées par l'article R. 124-16 I. du code de l'énergie relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau.

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

#### 4.3.3.1 Boucliers tarifaires et amortisseurs

##### 4.3.3.1.1 Boucliers électricité et gaz en 2022

Face à la hausse exceptionnelle des prix de gros de l'électricité et du gaz naturel depuis le deuxième semestre 2021, le Gouvernement a mis en place des mesures de protection du consommateur, par notamment une baisse de la fiscalité sur l'électricité et le gel des tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE) et de gaz naturel (TRVG). Ces mesures ont été mises en place dans le cadre de la loi de finances pour 2022 qui a limité l'augmentation des TRVE à 4% TTC en moyenne au 1<sup>er</sup> février 2022, et a entériné le gel des TRVG à leurs niveaux d'octobre 2021<sup>181</sup>.

La loi de finances pour 2022, la loi de finance rectificative pour 2022, et la loi de finance pour 2023 ont prévu des dispositifs de compensation, via les charges de service public de l'énergie (CSPE), des pertes de recettes supportées par les fournisseurs proposant les TRV mais aussi des offres de marché, pour l'année 2022 et le mois de janvier 2023.

Le calcul des pertes de recettes compensées pour les boucliers gaz comme électricité est basé sur l'application de montants unitaires égaux aux écarts entre les tarifs réglementés théoriques et les tarifs réglementés gelés (dans la limite de la couverture des coûts d'approvisionnement du fournisseur, pour le gaz).

En gaz, la loi de finances pour 2022 a prévu un versement anticipé pouvant couvrir les pertes jusqu'au 30 juin 2022 pour les fournisseurs ayant moins de 300 000 clients concernés par la mesure, qui a fait l'objet d'une délibération de la CRE<sup>182</sup>. La loi de finances rectificative pour 2022 a prévu un versement avant le 30 novembre 2022, des charges prévisionnelles supportées entre le 1<sup>er</sup> juillet 2022 et le 31 décembre 2022<sup>183</sup>, pour les fournisseurs de moins de 500 000 clients concernés par la mesure.

<sup>179</sup> Décret n° 2022-1552 du 10 décembre 2022 relatif à la protection des consommateurs en situation de précarité énergétique

<sup>180</sup> Décret n° 2005-212 du 2 mars 2005 relatif aux fonds de solidarité pour le logement

<sup>181</sup> Article 181 de la loi de finances pour 2022

<sup>182</sup> Délibération n° 2022-36 de la Commission de régulation de l'énergie du 27 janvier 2022 portant décision sur l'acompte versé aux fournisseurs de moins de 300 000 clients en compensation du gel des tarifs réglementés de vente de gaz naturel

<sup>183</sup> Article 37 de la loi de finances rectificative pour 2022

En électricité, la loi de finances pour 2022 a prévu également un dispositif de versement anticipé pour les fournisseurs ayant moins d'un million de clients résidentiels, qui a fait l'objet d'une délibération de la CRE<sup>184</sup>. Le dispositif électricité était d'ailleurs conçu initialement dans sa globalité comme un mécanisme d'avance de trésorerie : les pertes de recettes 2022, compensées par l'Etat, devaient être contrebalancées par un rattrapage tarifaire en 2023, reversé à l'Etat via un montant redevable en 2023. Au vu de l'évolution ultérieure des prix, ce montant redevable 2023 au titre du dispositif 2022 a ensuite été intégré dans le dimensionnement du bouclier tarifaire 2023 (voir *infra*).

#### 4.3.3.1.2 Boucliers électricité et gaz et amortisseurs électricité en 2023

##### Boucliers tarifaires électricité & gaz

Le bouclier tarifaire a été reconduit et étendu à un plus grand nombre de consommateurs par la loi de finances pour 2023. A cet effet, les gels des tarifs réglementés de vente (TRV) ont été reconduits en intégrant une augmentation de leurs niveaux de 15% toutes taxes comprises au 1er janvier pour les TRVG et au 1er février pour les TRVE, de même pour les dispositifs de compensation dans le cadre des CSPE des pertes de recettes pour les TRV et les offres de marché. Le bouclier gaz était prévu comme directement effectif pour le premier semestre, et reconductible par décret pour le second semestre, ledit décret n'a pas été pris à la date du présent rapport.

La loi a prévu, pour soutenir la trésorerie des fournisseurs, des dispositifs d'acomptes en cours d'année pour tous les fournisseurs. Ils sont renforcés par un dispositif d'acompte plus rapide en début d'année pour les fournisseurs de gaz ayant moins de 500 000 clients concernés, et d'avance en début d'année sur les acomptes jusqu'à juillet pour les fournisseurs d'électricité de moins d'un million de clients résidentiels qui en ont fait la demande.

La loi encadre en revanche plus fermement les limites aux compensations à verser aux fournisseurs :

- limitation de la compensation à des réductions de factures allant jusqu'aux « niveaux gelés » des TRV, par offre et à l'échelle du portefeuille ;
- extension au bouclier électricité de la limite des compensations au niveau nécessaire à la couverture des coûts d'approvisionnement.

##### Amortisseur et Sur-Amortisseur

Les amortisseurs, nouveau dispositif de 2023, concernent les TPE, PME, collectivités et associations. Les fournisseurs appliquent des réductions de prix obligatoires aux clients ayant déclaré leur éligibilité, et sont compensés du même montant. La réduction de prix est définie comme suit :

- pour les TPE ayant signé des contrats en 2022 : l'intégralité du prix au-dessus de 230 €/MWh ;
- pour les autres clients éligibles, la moitié du prix situé entre 180 et 500 €/MWh.

Les dispositifs d'acomptes et d'avances sont confondus avec ceux du bouclier électricité.

Là aussi, la loi prévoit une limite de la compensation au niveau de la couverture des coûts d'approvisionnement.

#### 4.3.3.1.3 Traitements et contrôles effectués par la CRE

##### Dispositifs de 2022

La CRE s'est prononcée à plusieurs reprises sur les montants d'acomptes et/ou de charges de service public de l'énergie dans le cadre du bouclier tarifaire 2022 sur le gaz naturel et l'électricité. Elle s'est appuyée sur les déclarations transmises par les fournisseurs, attestées par leurs commissaires aux comptes concernant les pertes prévisionnelles et constatées. La CRE a notamment veillé à contrôler la crédibilité des volumes déclarés, et l'application de la compensation dans la limite de la couverture des coûts d'approvisionnement pour le gaz, et à l'application de la compensation au titre des seuls clients identifiés concernant les petits professionnels pour l'électricité.

#### Figure 67 Récapitulatif des délibérations portant sur les montants d'acomptes et/ou de charges liées au bouclier tarifaire 2022 en gaz

Type d'exercice	Date de la délibération	Pertes totales estimées sur la période	Montant d'acompte versé
Acomptes du S1 2022	27/01/2022 <sup>185</sup>	N.A.	80 M€ (9,5 M€ pour nov-déc 2021, 70,5 M€ pour 2022)

<sup>184</sup> Délibération de la CRE du 31 mars 2022 portant évaluation des versements anticipés prévus à l'alinéa X de l'article 181 de la loi de finances pour 2022 vers les fournisseurs ayant moins d'un million de clients résidentiels

<sup>185</sup> Délibération n°2022-36 portant décision sur l'acompte versé aux fournisseurs de moins de 300 000 clients en compensation du gel des tarifs réglementés de vente de gaz naturel

Pertes prévisionnelles 2022	13/07/2022 <sup>186</sup>	1 399,7 M€	N.A.
Acomptes du S2 2022	03/11/2022 <sup>187</sup>	N.A.	579,9 M€ (y.c. les 80 M€ du S1)
Réévaluation des pertes prévisionnelles 2022	03/11/2022	3 549,3 M€	N.A.
Pertes constatées 2022	13/07/2023 <sup>188</sup>	3482,4 M€	N.A.

**Figure 68 Récapitulatif des délibérations portant sur les montants d'acomptes et/ou de charges liées au bouclier tarifaire 2022 en électricité**

Type du guichet	Date de la délibération	Pertes totales estimées sur la période	Montant d'acompte versé sur la période	Montant redevable à reverser à l'Etat en 2023
Guichet d'acompte pour 2022	31/03/2022 <sup>189</sup>	N.A.	131,3 M€	N.A.
Pertes prévisionnelles 2022	13/07/2022 <sup>190</sup>	857,1 M€	N.A.	1 017,2 M€
Réévaluation des pertes prévisionnelles 2022	03/11/2022 <sup>191</sup>	882,5 M€	N.A.	1 047,3 M€
Pertes constatées 2022	13/07/2023 <sup>192</sup>	825,9 M€	N.A.	903,1 M€

### Dispositifs de 2023

La CRE s'est prononcée à plusieurs reprises sur les montants d'acomptes et/ou de charges de service public de l'énergie dans le cadre du bouclier tarifaire 2023 sur le gaz naturel et l'électricité, ainsi que sur les dispositifs amortisseur et sur-amortisseur. Elle s'est appuyée sur les déclarations transmises par les fournisseurs, attestées par leurs commissaires aux comptes concernant les pertes prévisionnelles et constatées. La CRE a notamment veillé à contrôler la crédibilité des volumes déclarés, la limitation de la compensation au niveau du TRV gelé, et la répercussion effectivement prévue des compensations dans la limite du montant total de compensation disponible. La CRE contrôlera ultérieurement la limitation de la compensation par la couverture des coûts d'approvisionnement.

**Figure 69 Récapitulatif des délibérations portant sur les montants d'acomptes et/ou de charges liées au bouclier tarifaire 2023 en gaz**

Type du guichet	Date de la délibération	Numéro de la délibération	Pertes totales estimées sur la période	Montant d'acompte de début d'année
Guichet d'acompte pour 2023	25/01/2023	2023-32	1 805,6 M€	281,1 M€
Pertes prévisionnelles pour 2023	13/07/2022	2023-199	1 350,5 M€	N.A.

<sup>186</sup> Délibération n° 2022-202 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2023

Délibération n° 2022-271 portant évaluation des pertes des fournisseurs dans le cadre de la compensation du gel des tarifs réglementés de vente de gaz naturel prise en application de l'article 37 de la loi n° 2022-1157 du 16 août 2022

<sup>188</sup> Délibération n° 2022-271 portant évaluation des pertes des fournisseurs dans le cadre de la compensation du gel des tarifs réglementés de vente de gaz naturel prise en application de l'article 37 de la loi n° 2022-1157 du 16 août 2022

<sup>189</sup> Délibération 2022-99 portant évaluation des versements anticipés prévus à l'alinéa X de l'article 181 de la loi de finances pour 2022 vers les fournisseurs ayant moins d'un million de clients résidentiels

<sup>190</sup> Délibération 2022-202 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2023

<sup>191</sup> Délibération 2022-272 relative à la réévaluation des charges de service public de l'énergie pour 2023

<sup>192</sup> Délibération n° 2023-199 relative à l'évaluation des charges de service public de l'énergie pour 2024 et à la réévaluation des charges de service public de l'énergie pour 2023

**Figure 70 Récapitulatif des délibérations portant sur les montants d'acomptes et/ou de charges liées au bouclier tarifaire 2023 en électricité**

Type du guichet	Date de la délibération	Numéro de la délibération	Pertes totales estimées sur la période	Montant d'acompte de début d'année
Guichet d'acompte pour 2023	16/02/2023	2023-61	27 603,8 M€	6 094 M€ + 483 M€ d'avance
Second guichet d'acompte pour 2023	13/04/2023	2023-106	27 196,0 M€	5 686 M€ + 483 M€ d'avance
Pertes prévisionnelles pour 2023	13/07/2023	2023-199	23 561,1 M€	N.A.

#### 4.3.3.1.4 Synthèse des charges évaluées

Les pertes de recettes pour les fournisseurs d'électricité et de gaz naturel au titre des boucliers tarifaires et amortisseurs appliqués entre le 1<sup>er</sup> novembre 2021 et le 1<sup>er</sup> février 2024 constituent des charges de service public de l'énergie.

Le montant total des charges liées aux boucliers et amortisseurs au titre de 2023 s'élève à **24 911,6 M€**, dont 23 561,1 M€ pour les fournisseurs d'électricité et 1 350,5 M€ pour les fournisseurs de gaz naturel.

Le montant total des charges liées aux boucliers et amortisseurs au titre de 2021 et 2022 s'élève à **4 308,3 M€**, dont 825,9 M€ pour les fournisseurs d'électricité et 3 482,4 M€ pour les fournisseurs de gaz naturel. Ces montants intègrent une évolution de - 11,2 M€ sur les charges constatées au titre de 2021 pour le bouclier gaz.

Les charges à compenser pour 2023 prennent en compte les charges au titre de 2021, 2022 et 2023, dont sont déduits les acomptes déjà versés en 2022. Des frais financiers sont ajoutés par ailleurs<sup>193</sup>.

	Délibération annuelle de juillet 2023	
	Electricité	Gaz naturel
Charges au titre de 2023	23 561,1 M€	1 350,5 M€
Charges au titre de 2022	825,9 M€	3 142,0 M€
Charges au titre de 2021	0,0 M€	351,6 M€
Déduction de l'acompte versé en 2022	- 131,3 M€	- 579,9 M€
<b>Charges à compenser en 2023</b>	<b>24 255,7 M€</b>	<b>4 264,1 M€</b>
	<b>28 519,8 M€</b>	

#### 4.3.3.2 Dispositifs de fourniture de secours et de derniers recours

##### Fourniture de secours

Le dispositif de fourniture de secours, pour l'électricité (articles L. 333-3 et R. 333-17 à R. 333-30 du code de l'énergie) comme pour le gaz naturel (articles L. 443-9-3 et R. 443-1 à R. 443-40 du code de l'énergie), vise à protéger les clients dont le fournisseur serait défaillant ou se verrait retirer ou suspendre son autorisation de fourniture. Le code de l'énergie prévoit que ces clients sont alors automatiquement basculés vers une offre spécifique du fournisseur de secours, résultant de la combinaison d'un prix librement déterminé et d'une majoration définie dans le cahier des charges de l'appel à candidatures et qui ne peut excéder 12 mois, et peuvent pendant la période de majoration quitter l'offre à tout moment, sans pénalité et sans préavis pour les consommateurs domestiques et moyennant un préavis de quinze jours pour les clients non domestiques.

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

En mai 2021, le ministre en charge de l'énergie a demandé à la CRE de lui transmettre des projets de cahiers des charges pour les appels à candidatures permettant de désigner les fournisseurs de secours en électricité et en gaz naturel. Dans sa délibération du 14 octobre 2021<sup>194</sup>, la CRE a formulé sa proposition.

<sup>193</sup> En application des articles L. 121-19-1 et L. 121-41 du code de l'énergie, les écarts entre les prévisions et les charges constatées portent intérêt, à un taux fixé à 1,72 % par l'article R. 121-31

<sup>194</sup> Délibération de la CRE du 14 octobre 2021 portant proposition de cahiers des charges des appels à candidatures portant sur la désignation de fournisseurs de secours en gaz naturel et en électricité

S'agissant du gaz naturel, à la suite du lancement de l'appel à candidatures par la ministre de la transition écologique, les fournisseurs de secours ont été désignés le 20 décembre 2022 pour 5 ans sur chacun des lots visés et sur l'ensemble des zones de desserte des GRD et GRT. Les candidatures portaient sur 4 lots pour les GRD de plus de 100 000 clients, sur 2 lots pour les GRD de moins de 100 000 clients, et sur un lot pour les GRT.

S'agissant de l'électricité, la CRE a soumis aux pouvoirs publics une proposition de cahier des charges (délibération du 14 octobre 2021<sup>195</sup>), dont la publication de la version finale nécessite au préalable un arrêté précisant les conditions et modalités de transfert des volumes d'électricité initialement attribués au titre de l'ARENH aux fournisseurs de secours. Cet arrêté doit faire l'objet d'une proposition de la CRE courant 2023. La crise des prix de l'énergie a toutefois conduit le Gouvernement à désigner, à titre transitoire et de façon dérogatoire, des fournisseurs de secours en électricité<sup>196</sup>. Ces fournisseurs sont EDF sur les territoires d'Enedis et de RTE, et les fournisseurs historiques des ELD sur leurs territoires, sauf si elles souhaitent transférer cette mission à EDF.

### **Fourniture de dernier recours**

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

Les fournisseurs de dernier recours sont désignés par le ministre en charge de l'énergie pour cinq ans à la suite d'un appel à candidatures. Pendant ces cinq années, ils assurent la fourniture de la totalité des clients finals domestiques qui ne trouvent pas de fournisseur.

L'appel à candidatures a été lancé le 23 mai 2023. Les fournisseurs ont jusqu'au 17 juillet 2023 pour présenter leur dossier de candidatures à la CRE, qui disposera ensuite de 2 mois et demi pour les instruire et proposer à la ministre de la transition écologique la liste des fournisseurs de derniers recours pour les clients domestiques sur chaque zone de desserte des GRD.

## **5. DECISIONS MARQUANTES EN MATIERE DE SANCTIONS ET DE REGLEMENTS DE DIFFERENDS**

Le comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS), créée en 2006, est composé de quatre membres titulaires et quatre membres suppléants, avec autant de conseillers d'État que de conseillers à la Cour de cassation. Ils sont chargés de régler les différends portant sur l'accès aux réseaux publics d'électricité et de gaz et leur utilisation entre gestionnaires et utilisateurs, et de sanctionner les manquements au code de l'énergie.

En 2022, le CoRDIS a comptabilisé 19 saisines, rendu 10 décisions et pris acte de 7 désistements. Trois de ces décisions concernaient la sanction de manquements au REMIT, règlement européen relatif à l'intégrité et à la transparence des marchés de gros de l'énergie (règlement (UE) n° 1227/2011 du 25 octobre 2011). Ces décisions clarifient la qualification des violations, notamment en ce qui concerne la non-publication d'informations privilégiées et les opérations d'initiés. Concernant les décisions de règlement de différends, celles-ci continuent de porter sur les conditions de raccordement au réseau public de distribution d'électricité. Dans le prolongement de 2021, l'activité du comité a été marquée par un nombre stable de désistements en règlement des différends, résultant sans doute de l'effet dissuasif de la saisine du CoRDIS. Le comité a également continué à réduire les délais d'instruction des demandes de règlements de différends, qui ont été de trois mois en 2022.

### **5.1 Décisions marquantes en matière de sanctions**

#### **5.1.1 CoRDIS, décision de sanction du 25 avril 2022, les sociétés EDF et EDFT sont condamnées à hauteur, respectivement, de 500 000 euros et 50 000 euros pour des manquements au règlement « REMIT »**

Par deux décisions du 25 avril 2022, le CoRDIS de la CRE sanctionne la société EDF et sa filiale de *trading* en raison de manquements au règlement européen du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (le règlement « REMIT »).

Le CoRDIS retient que la société EDF n'a pas rendu publique une information privilégiée qu'elle détenait au moins à compter du 17 octobre 2016 et qui était relative à la réalisation de contrôles sur cinq réacteurs de son parc nucléaire, devant très probablement entraîner l'arrêt de ces réacteurs. Le CoRDIS estime également que la société

<sup>195</sup> Délibération de la CRE du 14 octobre 2021 portant proposition de cahiers des charges des appels à candidatures portant sur la désignation de fournisseurs de secours en gaz naturel et en électricité

<sup>196</sup> Arrêté du 3 novembre 2021 portant nomination à titre transitoire d'un fournisseur de secours en électricité et Arrêté du 5 novembre 2021 portant nomination à titre transitoire d'un fournisseur de secours en électricité sur les zones de dessertes des entreprises locales de distribution



EDF a méconnu l'interdiction de procéder à des opérations d'initiés en utilisant cette information privilégiée afin d'acquérir des produits énergétiques de gros auxquels se rapporte cette information.

Le comité considère que la non-publication par EDF de l'information privilégiée en cause « *constitue un manquement d'une gravité particulière au regard de l'importance en volume de la production d'électricité concernée par ces indisponibilités et de l'impact potentiellement considérable de la publication d'une telle information sur les prix des produits énergétiques de gros et sur le rétablissement de l'intégrité des marchés.* »

Le CoRDIS prononce à l'encontre de la société EDF une sanction pécuniaire de 500 000 euros.

Par ailleurs, le CoRDIS sanctionne la société EDF Trading Limited, filiale d'EDF, pour des faits de manipulation de marché liés à la soumission en double d'ordres d'achats en amont d'enchères *day-ahead* qui se sont déroulées les 6 et 7 novembre 2016. Ces surplus d'achats ont induit une hausse de prix et ont par conséquent été susceptibles de donner une indication trompeuse sur l'état de l'offre et la demande sur le marché.

Le CoRDIS relève notamment que ce manquement a produit des effets limités dans le temps et que son caractère intentionnel n'a pu être établi. Il prononce une sanction pécuniaire de 50 000 euros à l'encontre de la société EDF Trading Limited. Le comité décide également que sa décision sera publiée, sous réserve des secrets protégés par la loi, au *Journal officiel* de la République française, sur le site internet de la Commission de régulation de l'énergie de manière non anonymisée pendant deux ans pour la société EDF et six mois pour la société EDF Trading Limited, et dans le communiqué financier de la société EDF prévu le 4 mai 2022.

(CoRDIS, 25 avril 2022, n° 02-40-18, EDF et EDT Trading Limited, *Journal officiel* du 4 mai 2022, texte n° 92)

### 5.1.2 CoRDIS, décision de sanction du 19 mai 2022, la société Engie est condamnée à hauteur de 80 000 euros pour des manquements au règlement « REMIT »

Le CoRDIS retient que l'information relative à la prolongation de l'indisponibilité d'une unité de production d'électricité, a revêtu, avant sa publication le 23 janvier 2017 à 06:01:24 sur le site de transparence d'Engie, le caractère d'une « information privilégiée » au sens du règlement REMIT.

En communiquant cette information au sein de l'entreprise entre l'équipe Dispatch et l'équipe Short Term Trading et en réalisant cinq transactions sur EPEX SPOT le matin du 23 janvier 2017, avant que cette information ne soit rendue publique, la société Engie a méconnu les dispositions de l'article 3 de ce règlement qui prohibe les opérations d'initiés.

Le Comité précise que l'intention, le caractère délibéré et l'existence ou l'ampleur de l'effet, direct ou indirect, sur le marché, ne sont pas des éléments opérants pour apprécier le manquement à l'interdiction d'opérations d'initiés.

Le CoRDIS ajoute également que la communication d'une information privilégiée dans le cadre normal de l'exercice d'un travail, d'une profession ou d'une fonction, doit s'entendre comme exigeant que cette communication, si elle n'est pas dénuée de tout lien avec cet exercice, soit d'une part nécessaire à ce dernier, et d'autre part, qu'elle soit proportionnelle.

Le CoRDIS prononce à l'encontre de la société Engie une sanction pécuniaire de 80 000 euros. Le comité décide également que sa décision sera publiée, sous réserve des secrets protégés par la loi, au *Journal officiel* de la République française, sur le site internet de la Commission de régulation de l'énergie de manière non anonymisée pendant deux ans, et dans le communiqué financier de la société Engie prévu le 29 juillet 2022.

(CoRDIS, 19 mai 2022, n° 01-40-20, Engie, *Journal officiel* du 25 juin 2022, texte n° 66)

## 5.2 Décisions marquantes en matière de règlements de différends

### 5.2.1 Décisions relatives aux terrains enclavés

Depuis janvier 2021, le CoRDIS a été saisi de seize demandes de règlement de différends relatifs au raccordement d'installations de consommation situées sur des terrains enclavés opposant des utilisateurs du réseau public de distribution d'électricité à la société Enedis.

Les différends portent sur les choix techniques du gestionnaire de réseau public de distribution d'électricité (le GRD) pour établir l'opération de raccordement de référence (l'ORR). En procédant à une application systématique et contraignante des dispositions de la norme NF C 14-100 – dont le CoRDIS a pourtant rappelé le caractère non-obligatoire –, le GRD est amené à proposer des raccordements généralement plus onéreux et nécessitant des servitudes d'utilité publique pour traverser les parcelles de desserte, ce que refusent les demandeurs.

Par une dizaine de décisions, le CoRDIS est venu rappeler les obligations qui pèsent sur le GRD (1), les textes en vigueur (2) et préciser des points de droit, de procédure et de technique (3).

1. En application d'un arrêté du 28 août 2007<sup>197</sup> et conformément à son référentiel technique, le GRD est tenu d'établir l'ORR qui répond aux besoins en électricité du demandeur, qui emprunte un tracé techniquement et administrativement réalisable, et qui minimise la somme des coûts de réalisation des ouvrages de ce raccordement. Ces critères sont cumulatifs et doivent être pris en compte par le GRD, tout comme doivent également l'être les éléments de droit ou de fait dont il a connaissance au moment de l'élaboration de la proposition de raccordement.

2. Le CoRDIS est également venu rappeler que la solution technique retenue par le GRD doit être établie en conformité avec les arrêtés du 3 août 2016<sup>198</sup> et du 17 mai 2001<sup>199</sup> et être susceptible d'être reproduite dans des circonstances similaires, en répondant de manière équivalente aux objectifs poursuivis par ces arrêtés. En outre, le comité précise que si les ouvrages de branchement conçus et réalisés selon les prescriptions de la norme NF C 14-100 sont présumés satisfaire aux objectifs de l'arrêté du 3 août 2016 et ainsi, plus particulièrement, aux prescriptions de l'arrêté du 17 mai 2001, les dispositions de l'article 4 de l'arrêté du 3 août 2016 ne s'opposent pas à la mise en œuvre de toute autre solution technique selon les conditions susmentionnées. Enfin, alors que la société Enedis implante de manière systématique le coupe-circuit principal individuel (CCPI) sur la parcelle dont le demandeur a l'exclusivité de l'usage en application de la norme NF C 14-100, et non en bordure du domaine public pour des terrains enclavés, le CoRDIS constate qu'aucune disposition des deux arrêtés précités ne prévoit une telle obligation qui viendrait conforter la pratique du GRD.

3. Les décisions de règlement des différends ont par ailleurs permis au CoRDIS de préciser certains points de droit, de procédure ou de technique qui faisaient l'objet de débats entre les parties.

En premier lieu, les ouvrages du réseau public s'arrêtent au point de livraison. Ainsi, la responsabilité du GRD dans l'entretien du réseau et le respect de la chute de tension admissible au regard des prescriptions de la norme NF C 14-100 s'apprécie sur l'ensemble du raccordement du demandeur jusqu'à ce point de livraison qui marque la séparation technique entre réseau public et installations intérieurs. Partant, les installations électriques qui sont situées en aval de ce point relèvent de l'installation électrique intérieure du demandeur. Elles sont donc sous la responsabilité de ce dernier. Ce rappel s'applique également pour l'élaboration de l'ORR où le GRD est tenu d'évaluer la somme des coûts du raccordement jusqu'à ce point de livraison mais ne doit pas prendre en compte le coût de la réalisation des travaux relatifs à une installation intérieure.

En deuxième lieu, en ce qui concerne l'obtention de servitudes, le comité rappelle qu'en vue de la réalisation de ses missions de service public, le GRD doit se voir consentir une servitude pour réaliser les travaux nécessaires à l'implantation et à l'entretien d'ouvrages du Réseau public de distribution sur des parcelles traversées qui n'appartiendraient pas en propre au demandeur au raccordement. Toutefois, lorsque le GRD est confronté au refus d'un propriétaire de signer une telle convention, le comité précise qu'il incombe alors au GRD de demander que les travaux de raccordement soient déclarés d'utilité publique par l'autorité administrative compétente, sans que le demandeur au raccordement n'ait à engager de démarches auprès des juridictions compétentes pour assurer le respect de ses droits.

En troisième lieu, le comité énonce qu'en l'absence de texte précisant les modalités de traitement d'une demande de raccordement en cas de partage de la maîtrise d'ouvrage entre un GRD et une autorité organisatrice de la distribution d'électricité (AODE), rien ne fait obstacle à ce que le GRD transmette au demandeur, dans une seule proposition de raccordement, sa solution de raccordement ainsi que celle élaborée par l'AODE pour les travaux la concernant. En effet, la seule proposition de raccordement communiquée par le GRD est incomplète dans la mesure où elle ne concerne que la part du raccordement étant sous sa maîtrise d'ouvrage, ce qui ne permet pas à l'utilisateur d'identifier l'ORR.

La société Enedis a formé des recours contentieux contre certaines des décisions du CoRDIS, en faisant notamment valoir l'indispensable complémentarité selon elle entre les arrêtés de 2001 et 2016 et la norme NF C 14-100.

### 5.2.2 CoRDIS, décision de mesures conservatoires du 16 juin 2022 relative à la conclusion de contrats GRD-F, GRD-RE et GRD AO

La société SELFEE, fournisseur d'électricité, entendait participer à une consultation lancée par un avis de marché de la collectivité Saint-Louis Agglomération pour la fourniture d'électricité publié le 30 mai 2022, participation dont la recevabilité était notamment subordonnée à la production d'un mémoire technique exposant l'état des relations entre les gestionnaires de réseaux locaux – les sociétés HUNELEC et PRIMEO ENERGIE – en vue de la conclusion de contrats GRD-RE, GRD-F et GRD AO dont la date d'entrée en vigueur devait être fixée au 1<sup>er</sup> juillet 2022. Les réponses à la consultation devaient intervenir avant le 16 juin 2022 à 10h.

Si la société SELFEE est parvenue à conclure avec la société HUNELEC les contrats faisant l'objet des conditions susmentionnées, la société PRIMEO ENERGIE, alertée le 31 mai 2022 par la demanderesse puis formellement saisie le 8 juin 2022 des formulaires renseignés, a fait savoir à la société SELFEE le 13 juin que la date d'entrée en vigueur des contrats ne pouvait être que le 1<sup>er</sup> août 2022, en raison de délais d'instruction des demandes qui ne pouvaient être inférieurs à 15 jours.

<sup>197</sup> Arrêté du 28 août 2007 fixant les principes de calcul de la contribution mentionnée aux articles 4 et 18 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité

<sup>198</sup> Arrêté du 3 août 2016 portant réglementation des installations électriques des bâtiments d'habitation

<sup>199</sup> Arrêté du 17 mai 2001 fixant les conditions techniques auxquelles doivent satisfaire les distributions d'énergie électrique

Contestant ce délai fixé par le gestionnaire de réseau public de distribution d'électricité qui l'empêchait de remplir les conditions de l'avis de marché et qui, en tout état de cause ne faisait pas obstacle en l'espèce à une entrée en vigueur au 1<sup>er</sup> juillet des contrats souhaités, la société SELFEE a saisi le comité d'une demande de règlement de différend assortie d'une demande de mesures conservatoires.

Constatant que la situation était susceptible de constituer une atteinte grave et immédiate aux conditions d'accès au réseau, le CoRDIS a pris acte, par une décision du 16 juin 2022 à 9h42 de l'engagement de la société PRIMEO ENERGIE de communiquer une lettre de confort à la société SELFEE lui permettant de répondre aux conditions de la consultation menée par Saint-Louis Agglomération dans le délai prévu. La demanderesse, dont l'offre a été finalement retenue, a pu ainsi répondre à l'avis de marché.

Partant, le CoRDIS a, en statuant en 36h sur la demande de mesures conservatoires dont il était saisi, permis de lever les obstacles qui s'opposaient le cas échéant à une ouverture effective à la concurrence du marché de détail sur le territoire d'une entreprise locale de distribution.

(CoRDIS, 16 juin 2022, n°08-38-22, SELFEE c/ PRIMEO ENERGIE, *Journal officiel* du 22 juin 2022, texte n°148).

### 5.2.3 CoRDIS, décision du 13 décembre 2022 relative aux conditions financières tenant à la modification du raccordement d'une installation de consommation au réseau de distribution d'électricité

En dépit de la signature sans réserve d'une proposition de raccordement et d'un accès effectif au réseau public de distribution, la SCI Le Solaise a interrogé le CoRDIS s'agissant de la répartition des coûts de branchement et d'extension appliqués par le GRD dans le cadre d'une demande d'augmentation de puissance de 36 à 72 kVA.

Pour admettre sa compétence, le comité rappelle qu'un contrat déjà conclu, qui est toujours en vigueur ou a été en partie ou complètement exécuté, ne saurait faire obstacle, nonobstant l'existence éventuelle d'un litige sur sa conclusion, ses stipulations ou son exécution, à ce que l'une des parties, si elle s'y croit fondée, discute les conditions de conclusion du contrat ou le bien-fondé de ses stipulations au regard de l'accès au réseau public de transport ou de distribution d'électricité afin qu'il puisse en tirer, le cas échéant, les conséquences sur les conditions de l'accès effectif aux réseaux. Il précise néanmoins qu'il n'appartient qu'au juge compétent de se prononcer sur une éventuelle faute contractuelle qui pourrait être imputée à l'une des parties ou sur les conséquences, s'agissant de la conclusion ou de l'exécution du contrat, du changement de mode de raccordement qui résulteraient de sa décision.

En ce qui concerne ensuite la répartition des coûts des travaux visant à modifier le raccordement existant et permettre ainsi l'augmentation de puissance souhaitée, le comité se fonde sur l'article L. 342-11 du code de l'énergie pour indiquer que le demandeur au raccordement est tenu de s'acquitter de la totalité du coût des travaux de branchement et d'extension lorsque ces opérations ne nécessitent pas l'octroi d'une autorisation d'urbanisme.

Constatant en l'espèce l'absence d'autorisation d'urbanisme accompagnant la demande d'augmentation de puissance présentée par le mandataire de la SCI Le Solaise, le comité considère que la contribution calculée par le GRD dans sa proposition de raccordement et laissée à la charge de la société demanderesse respecte bien les dispositions de l'article L. 342-11 du code de l'énergie ainsi que la documentation technique de référence. Au regard de ces éléments, le comité a rejeté la saisine de la SCI Le Solaise.

(CoRDIS, 13 décembre 2022, n°12-38-22, SCI Le Solaise c/ Sté Enedis, *Journal Officiel* du 23 décembre 2022, texte n°186)

### 5.2.4 CoRDIS, décision du 11 avril 2023 relative aux conditions de raccordement d'une installation de consommation au réseau de distribution d'électricité

Le comité considère s'agissant de la répartition du coût des ouvrages de raccordement que le demandeur au raccordement doit s'acquitter de la totalité des coûts des travaux d'extension lorsque l'autorisation d'urbanisme a été délivrée sur la base d'une puissance de raccordement demandée inférieure à celle objet de la demande de raccordement.

Il rappelle également qu'en application de l'article D. 342-2 1° du code de l'énergie la réalisation d'une extension souterraine du réseau sur une longueur de 130 mètres à partir d'un autre point de livraison correspond à des travaux d'extension, dès lors qu'il s'agit de réaliser des canalisations souterraines qui, à leur création, ne concourent ni à l'alimentation, ni à l'évacuation de l'électricité consommée ou produite par des installations autres que celles du demandeur au raccordement. Contrairement à ce que soutenait le demandeur, il ne s'agissait pas de travaux de renforcement du réseau.

En ce qui concerne ensuite la répartition des coûts des travaux d'extension entre le GRD et l'utilisateur, le comité a complété sa pratique décisionnelle (cf. décision n°12-38-22 précitée) en précisant que le demandeur au raccordement est tenu de s'acquitter de la totalité du coût de ces travaux quand ils n'ont pas donné lieu au préalable à la délivrance d'une autorisation d'urbanisme ou lorsque celle-ci a été délivrée sur la base d'une puissance de raccordement demandée inférieure à celle objet de la demande de raccordement.

Ce faisant, constatant en l'espèce que la demande de raccordement était de 60 kVA alors que le permis de construire avait été délivré sur la base d'une puissance de 36 kVA, le comité a considéré que ce dernier était redevable de l'intégralité des coûts d'extension du réseau.

Au regard de ces éléments, le comité a rejeté l'ensemble des demandes.

(CoRDIS, 11 avril 2023, n° 17-38-22, M. L. c/ Sté Enedis, Journal Officiel du 23 avril 2023, texte n° 36)

### 5.2.5 CoRDIS, décision du 13 juin 2023 relative au raccordement de plusieurs installations de consommation au réseau de distribution d'électricité

S'agissant tout d'abord de la mise en cause du SMEM à la demande des sociétés demanderesse, autorité organisatrice de la distribution d'électricité (AODE) exerçant sur le territoire de la Martinique, le comité a confirmé qu'en raison de sa compétence pour réaliser une partie des travaux de raccordement, elle agissait en qualité de GRD au sens de l'article L. 134-19 du code de l'énergie et que l'intervention de l'AODE était nécessaire à la solution du différend.

Le comité a ensuite considéré qu'en s'abstenant de transmettre les propositions de raccordement dans le délai prévu dans sa documentation technique de référence et en ne justifiant pas de manière précise et circonstanciée des délais de réalisation des travaux de raccordement, la société EDF n'a pas respecté son obligation de transparence prévue à l'article L. 311-8 4° du code de l'énergie.

En ce qui concerne le partage de la maîtrise d'ouvrage organisé par le cahier des charges de concession en vigueur, qui prévoit la compétence du GRD pour réaliser les travaux de branchement et celle du SMEM pour les travaux d'extension, le comité précise qu'il incombe à la société EDF et au SMEM, dans le respect des textes qui régissent la répartition de leurs compétences respectives, de procéder ensemble et d'un commun accord au raccordement des parcelles appartenant à la SCI Garabeuf et à la SARL Aquitaine Promotions afin de garantir un accès simple, clair et rapide au réseau public de distribution d'électricité.

En outre, s'agissant de la signature des conventions de servitudes nécessaires à la réalisation des travaux d'extension, le comité estime qu'il revient, en l'absence de prescriptions dans le cahier des charges de concession, au maître d'ouvrage compétent de les recueillir. Le SMEM étant seul compétent en l'espèce pour réaliser de tels travaux d'extension, il lui incombe par conséquent, à ses frais et par la mobilisation de l'ensemble de ses propres moyens, de se rapprocher des propriétaires des parcelles devant être traversées par les futurs ouvrages de raccordement pour recueillir leur accord.

Au regard de ces éléments, le comité enjoint dans un premier temps au SMEM de mettre en œuvre dans les plus brefs délais, à ses frais, les moyens nécessaires pour obtenir les conventions de passage nécessaires, complétées, datées et signées, afin d'assurer leur stabilité et leur pleine efficacité tant entre les parties qu'à l'égard des tiers.

Dans un second temps, il enjoint à la société EDF et au SMEM, d'une part, de réaliser chacun pour ce qui la ou le concerne une étude permettant de déterminer l'opération de raccordement de référence, et d'autre part, d'établir ensemble une proposition de raccordement pour chaque affaire, à charge pour le GRD, unique interlocuteur des sociétés demanderesse, de leur transmettre.

Le comité a laissé un délai de 45 jours à la société EDF et au SMEM pour exécuter ces injonctions.

Par ailleurs, pour garantir l'effet utile de sa décision et au regard de l'incapacité des parties à trouver une solution amiable à leurs différends, le comité a décidé, conformément à l'article L. 134-20 du code de l'énergie, d'assortir sa décision d'une astreinte de 400 euros par jour de retard à l'égard de la société EDF et du SMEM à compter de l'expiration du délai d'exécution des injonctions.

(CoRDIS, 13 juin 2023, n° 13-38-22 et 14-38-22 *SCI Garabeuf. c/ Sté EDF et SMEM et SARL Aquitaine Promotions c/ Sté EDF et SMEM*, Journal Officiel du 5 juillet 2023, texte n° 79)

### 5.2.6 Cour d'appel de Paris, Arrêts du 15 septembre 2022, confirmation d'une décision du CoRDIS relative aux modalités de raccordement d'une résidence-services au réseau public de distribution d'électricité

Par une décision du 6 avril 2021, le comité de règlement des différends et des sanctions a statué sur un différend portant sur le raccordement d'une résidence-services au réseau public de distribution d'électricité.

Le CoRDIS avait notamment considéré que la distinction entre les résidences-services, qui regroupent un ensemble de logements autonomes, et les EHPAD, au sein desquels doivent être fournies aux occupants des prestations de complexe hôtelier incluant notamment la mise à disposition d'une chambre et la fourniture de fluides, justifiait que les modalités de raccordement ou les tarifs respectivement appliqués à ces structures diffèrent pour tenir compte de ces situations distinctes, sans que cette distinction ne puisse caractériser une rupture d'égalité.

Saisie d'un recours par la société utilisatrice du réseau contre cette décision du CoRDIS, la Cour d'appel s'est prononcée par deux arrêts rendus le 15 septembre 2022.

Par son premier arrêt, la cour d'appel déclare irrecevable le mémoire spécial de la requérante aux fins de transmission d'une question prioritaire de constitutionnalité. La cour relève en effet que le moyen fondé sur l'inconstitutionnalité d'une disposition législative venant au soutien d'un recours contre une décision du CoRDIS est soumis au délai prescrit par les dispositions de l'article R. 134-22 du code de l'énergie, lesquelles imposent le dépôt de l'exposé complet des moyens dans le délai d'un mois qui suit le dépôt de la déclaration de recours. Le moyen doit donc être présenté dans un mémoire spécial déposé au plus tard dans le mois qui suit le dépôt de la déclaration de recours, ce qui n'était pas le cas en l'espèce.

Par son second arrêt, la cour d'appel rejette le recours au fond. Elle écarte notamment le moyen tiré de la rupture d'égalité en relevant que les appartements proposés par les résidences-services doivent être regardés comme le « site de consommation » pertinent au sens de l'article L. 331-2 du code de l'énergie, et leurs occupants comme les consommateurs finals au sens de ce même texte, à l'exclusion de la Résidence service.

(Cour d'appel de Paris, 15 septembre 2022, Société Résidence Bien-Vivre, n° 21/10311 et 22/05950)

### 5.2.7 Cour d'appel de Paris, Arrêt du 15 décembre 2022, Rémunération des prestations de gestion de clientèle dans le cadre du « contrat unique » : Application immédiate d'une délibération de la CRE aux contrats en cours

La cour d'appel de Paris était saisie par la société Enedis d'un recours dirigé contre la décision n°01-38-17 du 13 juillet 2018 aux termes de laquelle le comité de règlement des différends et des sanctions de la CRE a retenu qu'un « contrat de prestations pour la gestion de clientèle en contrat unique [CPS] a été valablement formé entre les sociétés Enedis et ENI Gas & Power le 2 novembre 2016 ».

La cour d'appel juge qu'après le 25 janvier 2018, et jusqu'au terme du CPS, la rémunération des prestations de gestion de clientèle est encadrée par la délibération de la CRE n°2018-011 du 18 janvier 2018, laquelle est applicable aux contrats en cours à compter de son entrée en vigueur.

La Cour relève notamment que l'application aux contrats en cours des dispositions des délibérations qu'une autorité de régulation est conduite à prendre dans le cadre de ses missions de régulation peut ressortir de façon implicite mais nécessaire de ses décisions. Elle ajoute également que le principe énoncé à l'article 2 du code civil, selon lequel « la loi ne dispose que pour l'avenir, elle n'a point d'effet rétroactif » ne fait pas obstacle à ce que des dispositions nouvelles puissent s'appliquer aux contrats en cours pour définir leurs effets futurs en raison de l'existence d'un motif d'intérêt général lié à un impératif d'ordre public.

La Cour observe que l'alignement des contrats en cours sur les niveaux définis par la CRE dans sa délibération du 18 janvier 2018 est seul de nature à soumettre l'ensemble des fournisseurs à des conditions tarifaires identiques, à compter de la même date, sans que leur effet ne soit reporté à l'expiration du contrat conclu avec chacun d'eux.

En outre, l'application immédiate aux contrats en cours répond à un impératif d'ordre public tenant à la garantie d'une concurrence effective et loyale sur le marché de l'électricité et garantit, en instaurant une standardisation du montant de cette rémunération, un accès non discriminatoire au réseau. Dans ces conditions, la Cour estime que l'application immédiate de la délibération de la CRE aux contrats en cours ne porte pas une atteinte excessive à la liberté contractuelle et au principe de sécurité juridique.

(Cour d'appel de Paris, 15 décembre 2022, Société Eni c/ Société Enedis, n° 18/19526)

### 5.2.8 Cour de cassation, décision du 6 avril 2022, rejet du pourvoi de la CRE en matière de S3REnR

La Cour de cassation a, aux termes d'une décision en date du 6 avril 2022 rejeté le pourvoi introduit par la CRE à l'encontre de l'arrêt rendu par la Cour d'appel de Paris en date du 19 novembre 2020 en matière de paiement de la quote-part prévue par un schéma régional de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR).

La cour d'appel avait réformé la décision du CoRDIS n°02-38-19 en date du 29 octobre 2019 aux termes de laquelle le comité avait estimé que la société PMS7 n'était pas redevable de la contribution au titre des ouvrages propres et de la quote-part des ouvrages mutualisés en application du S3REnR de la région Lorraine. La CRE, prise en la personne du président du CoRDIS, avait donc introduit, tout comme la société PMS7, des pourvois à l'encontre de l'arrêt de la cour d'appel de Paris.

La Cour de Cassation juge que « l'article L. 342-1, et l'article L. 342-12 qui le complète, exigent uniquement que le raccordement s'inscrive dans un Schéma régional et non qu'il s'inscrive dans le périmètre de mutualisation défini par celui-ci, et encore moins que l'installation à raccorder soit un ouvrage inscrit dans ce périmètre de mutualisation, ce dont il déduit, à bon droit, que ne relèvent du périmètre de mutualisation que des ouvrages électriques du réseau public de transport permettant d'accueillir et de transporter l'énergie produite par les installations de production d'énergie renouvelable et que ces installations à raccorder ne peuvent, par définition, être inscrites dans ce périmètre ».

La Cour de cassation précise en outre que le S3ReNR, qui a pour objet de planifier et d'organiser le raccordement au réseau de transport public d'électricité des installations de production par énergie renouvelable, a vocation à s'appliquer à *tout raccordement au réseau* dès lors qu'il dessert une installation de production d'énergie renouvelable, à l'exception de celles visées à l'article D. 321-10 du code de l'énergie.

En conséquence, la Cour de cassation retient que la société productrice est redevable de la quote-part prévue par le S3REnR dans le cadre duquel elle s'inscrit, du seul fait de son raccordement au réseau.

(Cour de cassation, Chambre commerciale, 6 avril 2022, pourvois n° 20-23.163 ; 20-23.339, Société Pays de Montmédy Solaire 7 - CRE).

# INDEX DES GRAPHIQUES

Figure 1 Les délibérations de la CRE relatives aux barèmes de raccordement .....	19
Figure 2 Type de calcul envisagé et état d'avancement dans les régions dont fait partie la France .....	27
Figure 3 Statut de décision et date de mise en œuvre attendue des méthodologies RDCT .....	30
Figure 4 Méthodologies CACM approuvées ou restant à approuver .....	35
Figure 5 Méthodologies EB approuvées ou restant à approuver .....	37
Figure 6 Méthodologies SOGL approuvées ou restant à approuver .....	38
Figure 7 Structure du marché français en 2022 .....	39
Figure 8 Différentiel moyen entre les offres à l'achat et les offres à la vente selon la période de livraison en 2022 .....	41
Figure 9 Maximum des échanges entre la France et ses pays voisins en 2022 (en MW) .....	41
Figure 10 Corrélation des prix entre la France et ses pays voisins (spot J+1) .....	43
Figure 11 Ecart de prix moyen entre la France et les pays voisins (spot J+1) .....	44
Figure 12 Ecart de prix moyen entre la France et l'Allemagne (future annuel Y+1) .....	45
Figure 13 Transactions à l'interconnexion France – CWE en 2022 .....	46
Figure 14 Transactions à l'interconnexion France – Grande-Bretagne en 2022 .....	46
Figure 15 Transactions à l'interconnexion France – Espagne en 2022 .....	47
Figure 16 Transactions à l'interconnexion France – Italie en 2022 .....	47
Figure 17 Transactions à l'interconnexion France – Suisse en 2022 .....	48
Figure 18 Répartition des consommateurs finals par type de site (au 31 décembre 2022) .....	52
Figure 19 Répartition de la consommation annuelle des consommateurs finals (au 31 décembre 2022) .....	52
Figure 20 Typologie des sites au 31 décembre 2022 .....	52
Figure 21 Parts de marché des 3 fournisseurs historiques les plus significatifs sur chaque segment et sur l'ensemble du marché (en nombre de sites au 31 décembre 2022) .....	53
Figure 22 Parts de marché des 3 fournisseurs alternatifs les plus significatifs sur chaque segment et sur l'ensemble du marché (en nombre de sites au 31 décembre 2022) .....	53
Figure 23 Parts de marché des 3 fournisseurs historiques les plus significatifs pour chaque segment et sur l'ensemble du marché en volume (au 31 décembre 2022) .....	53
Figure 24 Parts de marché des 3 fournisseurs alternatifs les plus significatifs sur chaque segment et sur l'ensemble du marché en volume (au 31 décembre 2022) .....	53
Figure 25 Indice HHI pour les différents segments de clientèle (2022) .....	54
Figure 26 Les fournisseurs nationaux d'électricité .....	54
Figure 27 Taux de switch trimestriel .....	55
Figure 28 Augmentation des tarifs réglementés de vente (évolution en moyenne, hors taxes) .....	59
Figure 29 Evolution du Tarif Réglementé de Vente de vente de l'électricité hors taxes en euros constants .....	60
Figure 30 Facture aux tarifs réglementés de vente d'électricité tels que proposés par la CRE dans sa délibération du 19 janvier 2023 (€/MWh) .....	60
Figure 31 Comparaison des offres à prix variable pour un client Base 6 kVA au 31 décembre 2022 .....	63
Figure 32 Comparaison des offres vertes à prix variable pour un client Base 6 kVA au 31 décembre 2022 .....	63
Figure 33 Comparaison des offres à prix fixe pour un client Base 6 kVA au 31 décembre 2022 .....	64
Figure 34 Comparaison des offres vertes à prix fixe pour un client Base 6 kVA au 31 décembre 2022 .....	64
Figure 35 Comparaison des offres à prix variable pour un client HP/HC 9 kVA au 31 décembre 2022 .....	64
Figure 36 Comparaison des offres vertes à prix variable pour un client HP/HC 9 kVA au 31 décembre 2022 .....	65
Figure 37 Comparaison des offres à prix fixe pour un client HP/HC 9 kVA au 31 décembre 2022 .....	65
Figure 38 Comparaison des offres vertes à prix fixe pour un client HP/HC 9 kVA au 31 décembre 2022 .....	66
Figure 39 Le parc électrique installé en France au 31 décembre 2022 .....	67
Figure 40 Le prix des écarts depuis avril 2017 .....	69
Figure 41 Importations, exportations, et production de gaz (flux commerciaux) 2022 .....	86
Figure 42 Prix du day-ahead au PEG * (moyennes mensuelles) .....	88
Figure 43 Prix day-ahead du gaz en France et aux Pays-Bas (respectivement PEG et TTF) .....	88
Figure 44 Prix day-ahead du gaz en Europe .....	89
Figure 45 Volumes et valeurs négociés par produit sur les marchés intermédiés .....	90
Figure 46 Livraisons aux points d'échanges de gaz .....	90
Figure 47 Niveau de concentration des marchés intermédiés français (Segment spot) .....	91
Figure 48 Niveau de concentration des marchés intermédiés français (Segment à terme) .....	91
Figure 49 Typologie des sites en gaz naturel, au 31 décembre 2022 .....	92
Figure 50 Répartition en nombre de sites des consommateurs finals par type de site, au 31 décembre 2022 .....	93
Figure 51 Répartition en volume des consommateurs finals par type de site, au 31 décembre 2022 .....	93
Figure 52 Parts de marché, en nombre de sites, des trois fournisseurs historiques les plus significatifs sur chaque segment, au 31 décembre 2022 .....	93
Figure 53 Parts de marché, en nombre de sites, des trois fournisseurs alternatifs les plus significatifs sur chaque segment, au 31 décembre 2022 .....	93
Figure 54 Parts de marché, en volume, des trois fournisseurs historiques les plus significatifs sur chaque segment, au 31 décembre 2022 .....	94

Figure 55 Parts de marché, en volume, des trois fournisseurs alternatifs les plus significatifs sur chaque segment, au 31 décembre 2022 .....	94
Figure 56 Indice de Herfindahl-Hirschman (HHI) en nombre de sites et en volume pour les différents segments du marché de détail.....	94
Figure 57 Les fournisseurs nationaux du gaz naturel.....	95
Figure 58 Taux de switch trimestriel de 2008 à 2022.....	96
Figure 59 Décomposition de la facture TTC aux tarifs réglementés de vente d'Engie au 31 décembre 2022 en l'absence de bouclier tarifaire (mis en place en octobre 2021).....	96
Figure 60 Décomposition de la facture TTC aux tarifs réglementés de vente d'Engie au 31 décembre 2022 - tarifs effectivement appliqués à la suite de la mise en place du gel tarifaire d'octobre.....	96
Figure 61 Evolution du tarif réglementé de vente de gaz naturel d'Engie, hors taxes et CTA, en € constants 2022 par mégawattheure .....	97
Figure 62 Comparaison des offres de gaz naturel à prix variable pour un client type « cuisson » au 31 décembre 2022, offres standards et offres vertes .....	98
Figure 63 Comparaison des offres de gaz naturel à prix fixe pour un client type « cuisson » au 31 décembre 2022, offres standards et offres vertes .....	98
Figure 64 Comparaison des offres à prix variable pour un client type « chauffage » au 31 décembre 2022, offres standards et offres vertes .....	99
Figure 65 Comparaison des offres à prix fixe pour un client type « chauffage » au 31 décembre 2022, offres standards et offres vertes .....	100
Figure 66 Sites de stockage souterrain de gaz naturel en France.....	102
Figure 67 Récapitulatif des délibérations portant sur les montants d'acomptes et/ou de charges liées au bouclier tarifaire 2022 en gaz.....	109
Figure 68 Récapitulatif des délibérations portant sur les montants d'acomptes et/ou de charges liées au bouclier tarifaire 2022 en électricité .....	110
Figure 69 Récapitulatif des délibérations portant sur les montants d'acomptes et/ou de charges liées au bouclier tarifaire 2023 en gaz.....	110
Figure 70 Récapitulatif des délibérations portant sur les montants d'acomptes et/ou de charges liées au bouclier tarifaire 2023 en électricité .....	111