RÉPUBLIQUE FRANÇAISE

COMMISSION DE RÉGULATION DE L'ÉNERGIE

RAPPORT ANNUEL A LA COMMISSION EUROPEENNE

31 juillet 2019

Principaux développements des marchés français de l'électricité et du gaz naturel en 2018 et au premier semestre 2019

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, la CRE est tenue de présenter un rapport annuel sur ses activités et l'exécution de ses missions, notamment à la Commission et à l'ACER.

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

SOMMAIRE

AVERTISSEMENT **2**

PRINCIPAUX DEVELOPPEMENTS DES MARCHES FRANÇAIS DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ NATUREL EN 2018 ET AU PREMIER SEMESTRE 2019 ..... **6**

1. PRESENTATION DE LA COMMISSION DE REGULATION DE L'ENERGIE **6**

1.1 MESSAGE DU COLLEGE 6

1.2 LES MISSIONS DE LA CRE 7

2. LE MARCHE DE L'ELECTRICITE **8**

2.1 L'ACCES AUX RESEAUX DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION D'ELECTRICITE 8

2.1.1 L'indépendance des gestionnaires de réseaux 8

2.1.1.1 Le suivi des obligations liées à la certification du gestionnaire du réseau de transport 8

2.1.1.2 La dissociation et l'indépendance des gestionnaires de réseaux de distribution et des entreprises locales de distribution (ELD) 9

2.1.2 Les aspects techniques 9

2.1.2.1 La qualité de l'électricité 9

2.1.2.2 Le raccordement et l'accès aux réseaux publics d'électricité 11

2.1.2.3 Le cadre applicable aux énergies renouvelables 14

2.1.3 Les tarifs d'accès aux réseaux 15

2.1.3.1 Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité 15

2.1.4 Les aspects transfrontaliers 17

2.1.4.1 Bilan de l'utilisation et de la gestion des interconnexions aux frontières françaises en 2018 17

2.1.4.2 Les règles d'allocation et de calcul de capacité 19

2.1.4.3 Le développement des interconnexions françaises 22

2.1.5 La surveillance et le contrôle du respect des obligations des acteurs 24

2.1.5.1 Le respect des décisions juridiquement contraignantes et des avis de l'ACER 24

2.1.5.2 La mise en œuvre des codes de réseau 24

2.2 LA CONCURRENCE ET LE FONCTIONNEMENT DU MARCHE DE L'ELECTRICITE 27

2.2.1 Le marché de gros 27

2.2.1.1 Production – consommation 27

2.2.1.2 Les prix de marché journalier (*day-ahead)* 28

2.2.1.3 Les marchés organisés 28

2.2.1.4 Le marché gré-à-gré 29

2.2.1.5 Le négoce transfrontalier 29

2.2.1.6 Mise en œuvre de XBID 36

2.2.1.7 L'accès régulé à l'électricité nucléaire historique 37

2.2.1.8 La surveillance du marché de gros 37

2.2.2 Le marché de détail 39

2.2.2.1 Etat des lieux 39

2.2.2.2 Les prix et les offres 44

2.3 LA SECURITE D'APPROVISIONNEMENT 50

2.3.1 Le suivi de l'équilibre offre / demande d'électricité 50

2.3.1.1 Évolutions relatives à la demande d'électricité 50

2.3.1.2 Évolutions relatives à l'offre d'électricité 51
2.3.2 La surveillance des investissements dans les capacités de production en relation avec la sécurité d'approvisionnement 51
2.3.2.1 L'équilibrage électrique en temps réel 52
2.3.2.1 Le mécanisme de capacité 53
3. LE MARCHE DU GAZ 53
3.1 L'ACCES AUX INFRASTRUCTURES DE GAZ NATUREL 53
3.1.1 L'indépendance des gestionnaires de réseaux 53
3.1.1.1 Le suivi des obligations liées à la certification des gestionnaires de réseau de transport 53
3.1.1.2 L'indépendance des gestionnaires de réseaux de distribution et des entreprises locales de distribution (ELD) 55
3.1.1.3 Les travaux de la CRE pour mettre fin à la confusion entre la marque d'un gestionnaire de réseau et celle d'un fournisseur appartenant au même groupe 56
3.1.2 Les aspects techniques 56
3.1.2.1 Le système de comptage évolué de GRDF 56
3.1.2.2 La qualité de service 57
3.1.3 Les conditions d'accès aux réseaux, aux terminaux méthaniers et aux installations de stockage de gaz naturel 58
3.1.3.1 Les tarifs de raccordement au réseau 58
3.1.3.2 Les tarifs d'accès aux réseaux de transport 59
3.1.3.3 Les tarifs d'accès au réseau de distribution 62
3.1.3.4 Les tarifs d'accès aux terminaux méthaniers 63
3.1.3.5 L'accès des tiers aux installations de stockage 64
3.1.4 Les aspects transfrontaliers 65
3.1.4.1 Les règles d'allocation de la capacité de transport 65
3.1.4.2 Le développement des interconnexions françaises 66
3.1.5 La surveillance et le contrôle du respect des obligations des acteurs 67
3.1.5.1 Le respect des décisions juridiquement contraignantes et des avis de l'ACER 67
3.1.5.2 La mise en œuvre des codes de réseau – l'évolution des règles d'équilibrage 67
3.2 LA CONCURRENCE ET LE FONCTIONNEMENT DU MARCHE DU GAZ 68
3.2.1 Le marché de gros 68
3.2.1.1 Etat des lieux 68
3.2.1.2 Evolution des prix *day-ahead* sur le marché de gros du gaz 69
3.2.1.3 Les marchés intermédiés 72
3.2.1.4 Les livraisons aux PEG 73
3.2.1.5 Niveau de concentration du marché français 73
3.2.2 Le marché de détail 75
3.2.2.1 Etat des lieux 75
3.2.2.1 Les prix et les offres 79
3.3 LA SECURITE D'APPROVISIONNEMENT 82
3.3.1 Le suivi de l'équilibre offre / demande de gaz naturel 82
3.3.1.1 Hiver 2017-2018 83
3.3.1.2 Hiver 2018-2019 84
3.3.2 Le niveau de la demande prévue, des réserves disponibles et des capacités supplémentaires envisagées 84
3.3.2.1 La demande de gaz naturel en France 84

3.3.2.2 Les capacités de stockage 85
3.3.2.3 Les terminaux méthaniers 87
3.3.3 Les mesures de réponse aux pics de demandes et aux déficits d'approvisionnement 88
3.3.3.1 Les obligations des opérateurs de transport et de distribution de gaz 88
3.3.3.2 Les mesures d'urgence 88
4. LA PROTECTION DES CONSOMMATEURS 89
4.1 LA PROTECTION DES CONSOMMATEURS 89
4.1.1 Questions et les réclamations 89
4.1.2 La protection des clients vulnérables 90
4.1.2.1 Electricité 90
4.1.2.2 Gaz 91
4.2 DECISIONS MARQUANTES EN MATIERE DE REGLEMENT DE DIFFERENDS 92
4.2.1 CoRDiS, décision du 16 mars 2018 relative à la contribution financière pour une extension du réseau public de distribution d'électricité 92
4.2.2 CoRDiS, décision de sanction du 11 juin 2018, la société Enedis est condamnée à hauteur de 3 millions d'euros pour ne pas avoir respecté une décision de règlement des différends 92
4.2.3 CoRDiS, décision du 18 juin 2018 relative aux conditions financières des prestations de gestion de clientèle effectuées par les fournisseurs pour le compte des GRD auprès des clients en contrat unique 93
4.2.4 CoRDiS, décisions du 13 juillet 2018 relatives à la validité de l'offre transmise et application de la loi de validation 94
4.2.5 CoRDiS, décision de sanction du 5 octobre 2018, la société Vitol est condamnée à hauteur de 5 millions d'euros pour manipulations de marché sur un marché de gros de l'énergie 94

PRINCIPAUX DEVELOPPEMENTS DES MARCHES FRANÇAIS DE L'ELECTRICITE ET DU GAZ NATUREL EN 2018 ET AU PREMIER SEMESTRE 2019

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

1.1 Message du collège

Concilier transition énergétique et efficacité de la dépense publique

L'énergie tient une place prépondérante dans nos sociétés où elle s'affirme comme un bien vital. Les innovations technologiques, le développement du numérique et les objectifs de transition énergétique induisent de profondes évolutions. Par ses travaux sur les marchés du gaz et de l'électricité, sur les réseaux, le collège de la Commission de Régulation de l'énergie (CRE) accompagne et anticipe ces changements au bénéfice du consommateur et des territoires.

L'année 2018 a poursuivi son accélération significative de la concurrence. Sur les volumes totaux de consommation, la part de marché des fournisseurs alternatifs s'élève à 35 % en électricité et à 58 % sur le marché du gaz. En 2017 et 2018, on observe douze nouveaux fournisseurs nationaux (desservant plus de 90% des communes raccordées de France métropolitaine continentale) en électricité et trois en gaz naturel.

L'innovation est au cœur des préoccupations de la CRE. Les innovations technologiques et le développement du numérique ouvrent des opportunités commerciales pour capter l'intérêt du consommateur sur la maîtrise de la demande. Un intérêt dont on perçoit les prémisses avec l'autoconsommation. Le collège de la CRE s'est saisi du sujet et a publié en 2018 deux délibérations, l'une portant orientations et recommandations sur le cadre contractuel et les mécanismes de soutien associés à l'autoconsommation, l'autre étant une délibération tarifaire sur l'autoconsommation collective. Outre le travail conséquent sur les données numériques, la CRE a publié un document de réflexion et de proposition sur le rôle des réseaux d'électricité au service des véhicules électriques qui présente plusieurs recommandations.

En coopération avec les autres régulateurs de l'énergie, les travaux européens sur la construction du marché intégré se poursuivent en vue de définir les règles communes de fonctionnement.

La CRE a mené en 2017 des travaux majeurs afin d'améliorer le fonctionnement des marchés français de l'électricité et du gaz et d'apporter de la visibilité à l'ensemble des acteurs : en électricité, la CRE a sécurisé un système électrique en pleine mutation. L'année 2018 a, quant à elle, marqué l'aboutissement des grandes réformes structurelles du marché gazier français.

En effet, la CRE a ainsi contribué à deux réformes majeures en gaz en 2018. D'une part, la mise en place d'une régulation du stockage qui a assuré un niveau de remplissage élevé et sécurisé ainsi l'approvisionnement. D'autre part, la création de la zone de marché unique, le PEG France, effective depuis le 1er novembre 2018, qui fait bénéficier tout le territoire de la diversité des sources d'approvisionnement et du prix du gaz le plus compétitif. Investie depuis 15 ans dans cette réforme, la CRE a défini, avec les GRT et les acteurs de marché, des règles de fonctionnement de la zone qui donnent aujourd'hui, pleine satisfaction.

A noter par ailleurs que le 5 octobre 2018, le CoRDiS a prononcé une sanction à hauteur de 5 M€ à l'encontre de la société Vitol SA pour avoir procédé à des manipulations de marché au point d'échange de gaz (PEG Sud entre le 1er juin 2013 et le 31mars 2014). Cette sanction, la première du CoRDiS portant sur la surveillance des marchés de gros de l'énergie, fait suite à l'enquête ouverte en avril 2014 par la CRE et à la saisine du CoRDiS par le Président de la CRE en décembre 2016. La société Vitol SA a contesté cette décision devant le Conseil d'État. Fin 2018, six procédures d'enquêtes sont en cours: quatre concernent le marché de gros de l'électricité et deux, celui du gaz naturel.

Concernant les investissements dans les infrastructures, le développement et l'optimisation des interconnexions facilitent la diversification des sources d'approvisionnement, valorisent les énergies renouvelables et renforcent la sécurité d'approvisionnement et la sûreté du système. Toujours très vigilante à la maitrise des coûts, la CRE entend s'assurer de l'utilité des nouvelles infrastructures pour le consommateur. Sur le plan des infrastructures, les évolutions sont conséquentes. Trois projets d'interconnexions électriques sont actuellement en construction : Savoie-Piémont avec l'Italie, ElecLink et IFA2 avec la Grande-Bretagne. Le projet Golfe de Gascogne a également été approuvé en 2017 avec l'Espagne. Interconnecté avec les marchés électriques européens à fort taux de pénétration d'EnR, en particulier allemand et espagnol, le système électrique français peut importer des surplus de production solaire ou éolienne de ces pays, ou soutenir la stabilité de leurs systèmes électriques en cas de baisse de production. Le rapport bi-annuel publié par la CRE en juillet 2018 a pointé le haut niveau d'interconnexion de la France et ses atouts pour le fonctionnement du marché européen et la sécurité d'approvisionnement, notamment en période

de pointes de consommation hivernales. Dans un monde en profonde transformation, le développement des énergies renouvelables (éolien et photovoltaïque) prend de l'ampleur. Dans un souci d'efficacité économique, la CRE a recommandé avec insistance de recourir aux appels d'offres pour les filières matures. Les résultats sont au rendez-vous : avec le jeu de la concurrence, les prix des énergies renouvelables ont très sensiblement diminué. Le prix du MWh photovoltaïque qui a culminé à 600 € il y a dix ans, se situe aujourd'hui pour certaines installations aux environs de 52 €. Cette procédure utilisée pour la première fois en 2017 pour l'éolien terrestre a également entraîné une baisse significative des prix qui avoisinent aujourd'hui 65 € par MWh. La France obtient enfin des prix proches de ses voisins européens.

Dans les territoires insulaires non reliés au réseau électrique de la France continentale, les caractéristiques géographiques et climatiques ainsi que les contraintes liées aux infrastructures renchérissent les coûts de production de l'énergie qui, au final, pèsent sur la facture de tous les consommateurs. Or ces territoires doivent, eux aussi, et le plus rapidement possible, relever les défis de la transition énergétique, en particulier porter à 50 % la part d'énergies renouvelables dans leur consommation en 2020 et devenir autonomes énergétiquement en 2030.

Dans ce contexte, concilier transition énergétique et efficacité de la dépense publique est un impératif. Impératif que la CRE donne à l'accomplissement de toutes ses missions.

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 février 2017 par Monsieur Jean-François Carenco, nommé par décret du Président de la République. La CRE a également vu sa structure organisationnelle modifiée, afin d'être au plus près des préoccupations du marché et attentive à ses évolutions, notamment celles liées à la transition énergétique. 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 accompagner cette stratégie et donner à la CRE les moyens d'agir, le Président de la CRE a choisi de réorganiser les services de la Commission.

Les missions de la CRE se déclinent en deux volets. 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 2018, pour effectuer ses missions, le collège de la CRE a rendu 276 délibérations.

Avec l'adoption en 2016 de la loi portant statut général des autorités administratives indépendantes (AAI) et des autorités publiques indépendantes, le cadre législatif de la Commission de Régulation de l'Energie a évolué. Son article 21 prévoit notamment que les AAI adressent au gouvernement et au Parlement, chaque année avant le 1er juin, un rapport d'activité rendant compte de l'exercice de leurs missions et de leurs moyens. Ce rapport comporte un schéma pluriannuel d'optimisation de leurs dépenses qui évalue l'impact prévisionnel, sur leurs effectifs et sur chaque catégorie de dépenses, des mesures de mutualisation de leurs services avec les services d'autres AAI ou API ou avec ceux d'un ministère. Par ailleurs, le collège de commissaires, qui était renouvelé par tiers tous les deux ans, sera amené à l'être par moitié tous les trois ans. Le mandat de deux commissaires a pris fin en mars 2019.

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.

En outre, depuis le 1er 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.

Au 31 décembre 2018, la CRE comptait 1 4 2 agents (hors commissaires) dont 67 femmes et 75 hommes (elle comptait 144 agents en 2017 dont 65 femmes et 79 hommes).

2. LE MARCHE DE L'ELECTRICITE

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. Avec plus de 100 000 km de lignes comprises entre 63 000 et 400 000 volts, le réseau géré par RTE est le plus important d'Europe. Depuis le 31 mars 2017, EDF, la Caisse des dépôts et consignations et CNP Assurances détiennent respectivement 50,1 %, 29,9 % et 20 % du capital de la Co-entreprise de Transport d'Electricité (CTE) qui détient elle-même 100 % du capital de RTE.

Il existe en France 144 gestionnaires de réseau de distribution (GRD) d'électricité de tailles très inégales. Enedis gère 95% du réseau de distribution d'électricité du territoire métropolitain continental, soit 1,4 million de km de lignes, et dessert 36,5 millions de clients. 5 autres GRD desservent plus de 100 000 clients. Il s'agit des sociétés Gérédis, SRD, Strasbourg Electricité Réseaux, URM et GreenAlp. Enfin, 138 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, la CRE a certifié RTE en tant que gestionnaire de réseau de transport indépendant de l'entreprise verticalement intégrée (EVI) (modèle de séparation patrimoniale ITO – *Independent Transmission Operator*). Par ailleurs, à la suite de l'évolution du capital de RTE le 31 mars 2017, la CRE s'est assurée que la société RTE respectait les obligations découlant des règles d'indépendance prévues par le code de l'énergie et a donc maintenu la certification de RTE, par décision du 11 janvier 2018.

L'indépendance du GRT par rapport à l'EVI se caractérise par une organisation interne et des règles de gouvernance spécifiques ainsi que par une autonomie suffisante de fonctionnement et de moyens.

La CRE s'assure régulièrement que le GRT respecte ses obligations en matière d'indépendance vis-à-vis de l'EVI. À cette fin, elle vérifie que l'opérateur tient les engagements qu'il a pris et qui ont été rappelés dans les délibérations de certification et qu'il prend, dans les délais déterminés, les mesures définies par la CRE dans ces mêmes délibérations. L'octroi de la certification était en effet assorti de ces conditions.

Dans ce cadre, la CRE procède à l'examen de l'ensemble des contrats qui sont conclus entre RTE et l'EVI EDF ou les sociétés qu'elle contrôle. Cet examen concerne aussi bien les nouveaux contrats que les renouvellements de contrats existants déjà examinés à l'occasion de décisions antérieures. En application de l'article L.111-17 du code de l'énergie, la CRE contrôle la conformité des accords commerciaux et financiers avec les conditions du marché et le cas échéant, les approuve. Elle s'assure également que les prestations de services conclues entre RTE et l'EVI sont autorisées et fournies dans les conditions définies par l'article L.111-18 du code de l'énergie.

Au cours de l'année 2018, quinze 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 application des articles L.111-34 à L.111-38 du code de l'énergie, RTE s'est doté d'un responsable chargé de veiller, sous réserve des compétences attribuées en propre à la CRE, à la conformité des pratiques de l'opérateur avec les obligations d'indépendance auxquelles il est soumis vis-à-vis des autres sociétés appartenant à l'EVI. La CRE a approuvé, par délibération du 29 juin 2016, la proposition de nomination ainsi que le contrat de travail du nouveau responsable de la conformité proposée par RTE. A ce titre, la CRE s'est assurée de son indépendance, de ses aptitudes professionnelles ainsi que des conditions contractuelles régissant son mandat, lesquelles lui permettent d'après l'analyse conduite par la CRE d'exécuter l'ensemble de ses missions. Le responsable de la conformité est notamment chargé de vérifier l'application par RTE des engagements figurant dans le code de bonne conduite, d'établir un rapport annuel sur la mise en œuvre de ce code qu'il transmet à la CRE, de vérifier la bonne exécution

du schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité et d'aviser, sans délai, la CRE de tout projet de décision reportant ou supprimant la réalisation d'un investissement prévu dans ce schéma décennal et de toute question portant sur l'indépendance du GRT.

2.1.1.2 La dissociation et l'indépendance des gestionnaires de réseaux de distribution et des entreprises locales de distribution (ELD)

Le principe de séparation juridique des GRD vis-à-vis des activités de production ou de fourniture d'électricité est transposé en droit français aux articles L.111-57 et suivants du code de l'énergie. Au 31 décembre 2012, les cinq GRD d'électricité desservant plus de 100 000 clients (Enedis, Strasbourg Electricité Réseaux, URM, SRD et Gérédis) étaient juridiquement séparés. Un sixième GRD, GreenAlp, est né en 2018 à la suite du dépassement du seuil des 100 000 clients desservis par l'ELD GEG.

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 onzième édition de son rapport sur le respect des codes de bonne conduite et sur l'indépendance des gestionnaires de réseaux (RCBCI) publiée en février 2019, que la situation est globalement satisfaisante : d'une façon générale, les gestionnaires de réseaux ont remédié aux situations de non-conformité signalées dans son précédent rapport. Toutefois, si les entreprises locales de distribution (ELD) respectent pour la plupart les règles formelles d'indépendance et de bonne conduite, le rapport pointe la quasi-inexistence de la concurrence dans leurs territoires sur le segment résidentiel. Sur ces territoires, ce sont ainsi plus de 1,2 millions de consommateurs en électricité qui ne peuvent véritablement faire jouer la concurrence. La CRE va consulter les acteurs du secteur pour faire évoluer cette situation.

Au-delà de l'examen de la situation de chaque gestionnaire de réseau, la CRE a également analysé en détail les quatre thématiques suivantes :

- Les processus de décisions et de pilotage des investissements d'Enedis et de GRDF afin de s'assurer du respect des règles d'indépendance et de transparence : sur ce point, la CRE a formulé des demandes d'évolution des seuils au-delà desquels les instances dirigeantes des gestionnaires de réseaux ou de leur maison-mère interviennent sur les décisions d'investissement, particulièrement dans les systèmes d'information ;
- Les systèmes de facturation et pratiques commerciales des gestionnaires de réseaux afin d'évaluer le respect des principes de transparence et de non-discrimination ;
- La diversification des activités des gestionnaires de réseaux afin d'encadrer leur participation au déploiement de nouveaux usages tels que le gaz naturel pour véhicules (GNV), le biométhane et les infrastructures de recharge des véhicules électriques ;
- L'organisation et la structure juridique des entreprises locales de distribution (ELD) desservant plus de 100 000 clients.

2.1.2 Les aspects techniques

2.1.2.1 La qualité de l'électricité

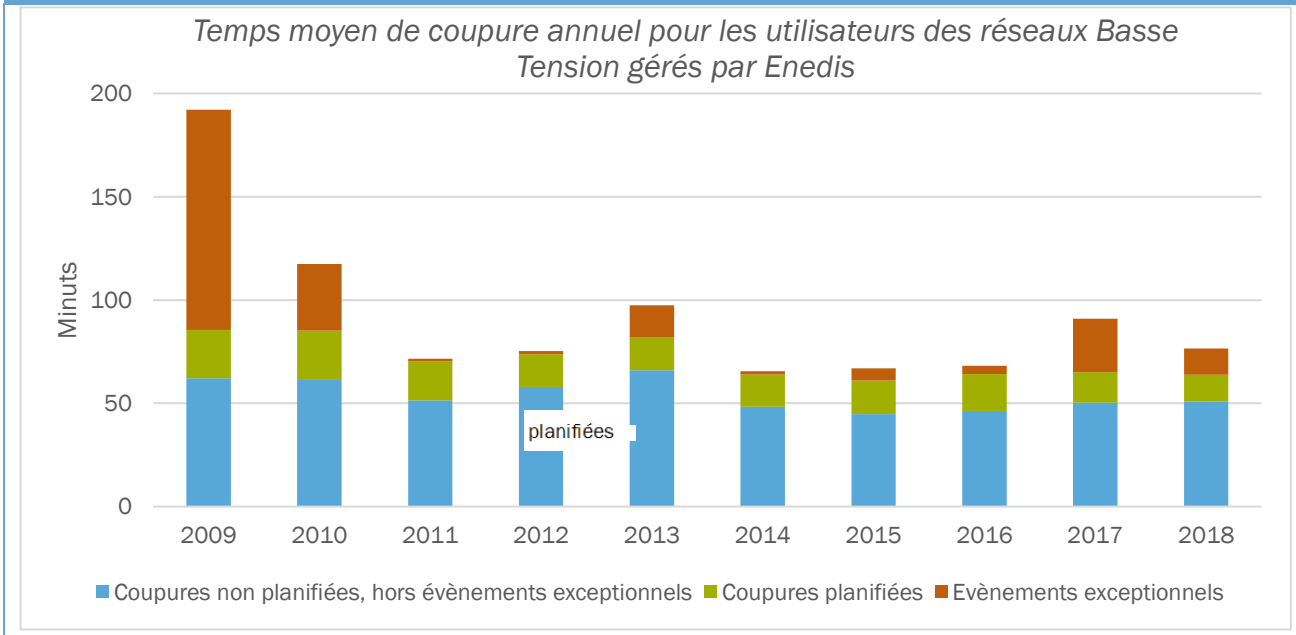
2.1.2.1.1 Les niveaux de la qualité de l'électricité en France

L'appréciation de la qualité de l'électricité doit reposer autant que possible sur des éléments quantifiés et vérifiables. Dans le cadre de ses missions, la CRE veille à l'appréciation objective de la qualité de l'électricité. À ce titre, elle publie régulièrement un certain nombre d'indicateurs portant sur la qualité d'alimentation électrique, sur son site internet, dans des publications nationales ou par l'intermédiaire de rapports du Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER). À titre d'exemple, le graphique ci-dessous illustrant le temps moyen de coupure sur les réseaux Basse Tension (BT) est issu du site internet de la CRE.

La CRE a déploré par le passé une dégradation de la qualité de l'électricité sur les réseaux publics de distribution d'électricité, marquée notamment par l'augmentation de la durée moyenne de coupure. Il faut toutefois noter une

légère amélioration avec une durée moyenne de coupure stable sur les trois dernières années. En 2018, l'alimentation des consommateurs domestiques a été coupée en moyenne 69,9 minutes hors événements exceptionnels, toutes coupures confondues. Cette durée moyenne de coupure cache toutefois d'importantes disparités entre les utilisateurs, qui s'expliquent notamment par le fait que les réseaux sont naturellement plus « robustes » en zone urbaine.

Graphique 1 : Temps moyen de coupure annuel pour les utilisateurs des réseaux Basse Tension gérés par Enedis



Source : Données Enedis – Analyse CRE

2.1.2.1.2 Le mécanisme de pénalité pour les coupures longues

Dans le cadre du Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité (TURPE) 5, Enedis verse aux consommateurs une pénalité égale à 20 % de la part fixe annuelle du TURPE par période de 5 heures d'interruption due à une défaillance des réseaux publics de distribution, y compris lors d'événements exceptionnels, hors 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 2018, les pénalités versées par Enedis aux clients résidentiels ont représenté un montant total de 62 M€.

Le versement de cette pénalité ou de cet abattement 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.

2.1.2.1.3 L'incitation à une meilleure continuité d'alimentation et qualité de service

Dans le cadre du TURPE 5, la CRE a souhaité adapter le cadre de régulation prévu pour renforcer la qualité rendue aux utilisateurs. En 2016, elle a lancé une étude externe pour comparer les cadres de régulation incitative relatifs à la continuité d'alimentation des opérateurs européens de réseaux électriques et évaluer les marges d'amélioration des dispositifs incitatifs en vigueur. Une partie des recommandations issues de cette étude, publiée sur le site de la CRE, a été mise en œuvre dans le TURPE 5. Les principales évolutions portent sur le renforcement des incitations et la création de nouveaux indicateurs.

En ce qui concerne la continuité d'alimentation, la CRE a instauré, pour Enedis, des incitations financières sur la durée moyenne de coupure au niveau de tension HTA, en complément de celles qui existaient déjà sur le niveau de tension BT, ainsi que sur les fréquences moyennes de coupure en HTA et en BT. De plus, afin de limiter le risque financier pour Enedis lié à la mise en place des quatre incitations susmentionnées, un plafond/plancher global des incitations financières (bonus/malus) supportées par l'opérateur a été fixé à +/- 83 M€ pour neutraliser l'impact des performances extrêmes qui se produisent moins de 1 % du temps. La CRE incite aussi les ELD desservant plus de 100 000 utilisateurs et EDF SEI à mettre en place les indicateurs suivis par Enedis.

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.

Pour la qualité de service, les évolutions retenues dans le TURPE 5 visent à renforcer, en le simplifiant, le mécanisme d'attribution des incitations financières. Ces évolutions permettent également d'assurer une stabilité du système incitatif en offrant une meilleure visibilité aux opérateurs et aux autres parties prenantes.

La CRE a fait évoluer la liste des indicateurs de qualité de service en cohérence à la fois avec les pratiques opérationnelles des gestionnaires de réseaux, et avec les recommandations de la CRE issues de ses rapports de 2014 et 2015 relatifs à la régulation incitative de la qualité de service des gestionnaires de réseaux électriques et gaziers. Par exemple, les évolutions prises en compte dans le TURPE 5 HTA-BT visent à améliorer les relations entre Enedis et les fournisseurs qui conditionnent la qualité de service pour les consommateurs finals.

Afin qu'Enedis 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, un unique objectif de référence en-dessous duquel l'opérateur versera une pénalité et au-dessus duquel il percevra un bonus. En complément, des valeurs plafond et plancher correspondant aux valeurs maximales et minimales du montant de l'incitation financière pour chacun de ces indicateurs sont 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.

Dans le but d'offrir une meilleure visibilité à Enedis et aux autres parties prenantes, la CRE a établi une liste de quatre indicateurs[1] dont les définitions, les niveaux d'objectifs et d'incitations financières sont fixés pour l'ensemble de la période tarifaire TURPE 5. Par ailleurs, la CRE se réserve la possibilité de modifier annuellement les autres indicateurs qui ont été récemment mis en place ou qui pourraient être sujets à de fortes variations en termes de définition, de niveaux d'objectifs et d'incitations financières.

La CRE se réserve également la possibilité, d'une part, d'ajouter ou de supprimer des indicateurs en cours de période tarifaire et, d'autre part, de décider de mettre en œuvre ou de supprimer des incitations financières sur des indicateurs existants si cela s'avérait nécessaire notamment dans le cadre de l'application de la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (LTECV). Enedis devra par exemple mettre à disposition des personnes publiques les données disponibles de consommation et de production d'électricité dont ils assurent la gestion. La CRE considère que la transmission de ces données constitue un enjeu important qui pourrait faire l'objet d'un suivi particulier : de nouveaux indicateurs seront, si nécessaire, mis en place en cours de période tarifaire dans le cadre du dispositif de régulation incitative de la qualité de service.

Sur l'année 2018, la qualité du service rendu par Enedis concernant la relation avec ses clients est bonne, toutefois la performance d'Enedis doit encore s'améliorer pour les indicateurs relatifs aux raccordements. Malgré tout, Enedis a globalement bénéficié d'un bonus de 2,2 M€.

La CRE consultera les acteurs du marché de l'électricité au cours du second semestre 2019 sur leurs besoins en matière de qualité de service. Les principaux thèmes abordés par cette consultation seront la qualité de service relative au raccordement, à la continuité d'alimentation ainsi qu'à la mise à disposition de données par les opérateurs de réseau.

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

2.1.2.2.1 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

[1] Les quatre indicateurs concernés sont (i) les rendez-vous planifiés non respectés par Enedis, (ii) le délai de transmission à RTE des courbes de mesure demi-horaires de chaque responsable d'équilibre, (iii) le taux de réponse aux réclamations dans les 15 jours calendaires et (iv) l'énergie calée et normalisée en Recotemp.

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 dix-huit 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 1er avril 2016 sans que la CRE ait été saisie pour avis.

Le décret n°2016-1316 du 5 octobre 2016 fixant le barème des indemnités dues en cas de dépassement du délai de raccordement d'une installation de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable d'une puissance installée supérieure à 3 kVA, pour lequel la CRE a rendu un avis favorable sous réserve de la prise en compte de certaines modifications le 14 septembre 2016, 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. 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. 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 installations de production en mer. La CRE a rendu un avis sur ce décret le 15 février 2018.

L'article L. 341-2 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 ». En juillet 2019, la CRE n'avait pas encore été saisie pour avis du projet d'arrêté susmentionné fixant la part des indemnités versées aux producteurs et restant à la charge du gestionnaire de réseau.

2.1.2.2.2 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. C'est l'arrêté du 30 novembre 2017 qui 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.

L'arrêté du 30 novembre 2017 a été modifié par l'arrêté du 19 mars 2019 sur lequel la CRE a rendu un avis le 28 novembre 2018. Les modifications proposées par cet arrêté reprennent une partie des demandes de modifications que la CRE avait formulées dans l'avis du 13 avril 2017.

- ***Le raccordement aux réseaux de distribution***

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

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

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

Après avoir recueilli les différentes contributions, la CRE a proposé aux ministres des projets d'arrêtés en février 2018. Pour l'heure, aucune suite n'a été donnée à ce jour.

Après avoir fait évolué son barème pour tenir compte des avantages du compteur Linky, (qui enregistre à la fois les index de production et de consommation et qui permet de réduire le nombre de compteurs posés et ainsi les coûts de raccordement), Enedis a notifié à la CRE un nouveau projet de barème de raccordement dont la majorité des prix est calculée à partir des coûts constatés des opérations réalisées sur les affaires passées (et non plus d'hypothèses). Ce projet de barème a été approuvé par la CRE le 26 avril 2018 et est entré en vigueur le 26 juillet 2018.

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 26 avril 2018	Enedis	26 juillet 2018
Délibérations du 27 juillet 2017 (x 3)	Électricité de France – Systèmes Énergétiques Insulaires (EDF SEI)	27 octobre 2017
Délibération du 4 février 2010	Strasbourg Électricité Réseaux (ESER)	4 mai 2010
Délibération du 20 septembre 2016	Gérédis Deux-Sèvres	20 décembre 2016
Délibération du 14 juin 2011	SRD	14 septembre 2011
Délibération du 17 juin 2010	URM	17 septembre 2010

Tableau : les délibérations de la CRE relatives aux barèmes de raccordement

- ***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.

2.1.2.3 Le cadre applicable aux énergies renouvelables

2.1.2.3.1 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 fixe 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° 2014-760 du 2 juillet 2014 (avis de la CRE du 30 janvier 2014), 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 de puissance supérieure à 100 kVa entrent dans le cadre des S3REnR ;
- 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, de l'ensemble des coûts prévisionnels des ouvrages à créer en application du schéma, dont les méthodes de calcul sont fixées dans les documentations techniques de référence des gestionnaires de réseau ;
- La capacité d'accueil des installations de production entrant dans le cadre des S3REnR est réservée, dès le dépôt de ces schémas auprès des préfets de région, pour une durée de dix ans ;
- Les gestionnaires de réseaux publics proposent la solution de raccordement sur le poste le plus proche, minimisant le coût des ouvrages propres, disposant d'une capacité réservée suffisante ;
- Dès l'approbation de la quote-part des S3REnR, les gestionnaires de réseaux engagent les études techniques et financières, puis les procédures administratives nécessaires à la réalisation des ouvrages. Les critères déterminant le début des travaux pour la création de nouveaux ouvrages sont précisés dans les documentations techniques de référence des gestionnaires de réseaux.

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

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

Ces dispositions ont été réintégrées dans le décret n° 2018-544 du 28 juin 2018 portant modification de la partie règlementaire du code de l'énergie relative aux schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables et aux raccordements multi-producteurs, sur lequel la CRE avait rendu un avis le 21 mars 2018. La CRE a rendu le 31 janvier 2019 des avis sur un projet de décret modificatif sur les S3REnR. Fin juin 2019, ce texte n'était pas encore entré en vigueur.

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

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 30 novembre 2017 modifié qui fixe les taux de réfaction prévoit un taux de réfaction de 40 % sur les ouvrages propres et la quote-part jusqu'à 500 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.

Les premiers schémas régionaux de raccordement ont été approuvés fin 2012. En juin 2019, tous les schémas régionaux métropolitains ont été approuvés. Parmi ces schémas adoptés, deux schémas ont été révisés.

2.1.2.3.2 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.

Le droit d'accès au réseau implique l'accès sans limitation de production liée à des congestions. Cependant, dans certaines situations, afin notamment d'obtenir un raccordement plus rapide ou moins coûteux, certaines installations de production peuvent être raccordées avec des limitations d'injection.

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.

2.1.2.3.3 La responsabilité d'équilibre

Généralement, les producteurs d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable vendent leur production à l'acheteur obligé (EDF le plus souvent), dans les conditions prévues par la règlementation. Dans ce cas, l'acheteur obligé assure la responsabilité d'équilibre et en est responsable financièrement. Dans les autres cas, qui sont aujourd'hui rares, le producteur est responsable de l'équilibre de ses injections, mais peut, comme tout utilisateur du réseau, déléguer cette responsabilité à une autre entité, souvent responsable d'équilibre sur un périmètre plus large. Toutefois, la France a mis en place un nouveau mécanisme de soutien, le complément de rémunération, qui a vocation à devenir le mécanisme de référence pour les énergies renouvelables. Contrairement à l'obligation d'achat, le producteur est responsable d'équilibre et commercialise son énergie sur les marchés. Il peut déléguer ces opérations. EDF n'intervient plus que pour verser l'aide.

2.1.3 Les tarifs d'accès aux réseaux

2.1.3.1 Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité

2.1.3.1.1 Les nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux publics, dits « TURPE 5 »

Les tarifs de transport d'électricité de RTE dits « TURPE 5 HTB » sont entrés en vigueur au 1er août 2017, pour une durée d'environ quatre ans, en application de la délibération de la CRE du 17 novembre 2016. La mise à jour annuelle du tarif TURPE 5 HTB en date du 17 mai 2018 a fait évoluer la grille tarifaire du TURPE 5 HTB de + 3,00 % au 1er août 2018, en application des modalités prévues dans le tarif. Celle du 6 juin 2019 a fait évoluer la grille tarifaire du TURPE 5 HTB de + 2,16 % au 1er août 2019.

Les tarifs TURPE 5 HTA-BT sont entrés en vigueur le 1er août 2017 pour une durée d'environ quatre ans (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).

Les tarifs de distribution d'électricité dits « TURPE 5 bis HTA-BT » sont entrés en vigueur au 1er août 2018, pour une durée d'environ 3 ans, en application de la délibération de la CRE du 28 juin 2018.

Au cours des années 2015 et 2016, la CRE a mené des travaux d'élaboration des nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux publics, dits « TURPE 5 ».

Pour définir ces nouveaux tarifs, la CRE a organisé quatre consultations publiques, de juillet 2015 à juillet 2016 afin de partager avec l'ensemble des acteurs de marché, les orientations envisagées quant à leur structure, leur niveau et leur cadre de régulation incitative.

Après la première consultation publique, la CRE a auditionné les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution d'électricité et a organisé une table ronde réunissant les fournisseurs et les consommateurs ayant répondu à la consultation.

Elle a ensuite adopté, le 18 février 2016, une délibération portant orientations sur la structure du TURPE 5, qui prévoit l'introduction d'une option tarifaire à quatre plages temporelles en BT, d'une option tarifaire à pointe mobile en HTA et une entrée en vigueur des TURPE 5 au 1er août 2017. La CRE a transmis un rapport au Parlement en juin 2016 présentant ces orientations ainsi que l'ensemble des travaux effectués.

A la suite de l'ensemble de ces travaux, la CRE a organisé une nouvelle table ronde avec les fournisseurs et les associations de consommateurs. Elle a également procédé à des auditions de RTE et d'Enedis, de leur actionnaire, des entreprises locales de distribution (ELD), des administrateurs salariés d'Enedis et des représentants des autorités organisatrices de la distribution d'énergie (AODE).

La CRE a mené des analyses approfondies sur les charges prévisionnelles présentées par RTE et Enedis. Elle s'est par ailleurs appuyée sur plusieurs études réalisées en 2015 afin de comparer le cadre de régulation tarifaire des activités de transport et de distribution de gaz et d'électricité avec d'autres pays européens. Une analyse a également été faite sur le coût moyen pondéré du capital (CMPC) des infrastructures d'électricité et de gaz naturel en France. Des audits ont été diligentés sur les demandes d'Enedis et de RTE concernant le CMPC pour la période couverte par le tarif. Les charges d'exploitation et leur comparaison avec celles des autres gestionnaires de réseaux européens ont aussi été examinées.

La CRE a ainsi reconduit le cadre général de régulation des tarifs TURPE 4. Cependant, elle a apporté quelques améliorations aux mesures incitatives touchant aux dépenses d'investissement, à la qualité de service, à la couverture des pertes et aux dépenses liées au déploiement des réseaux électriques intelligents.

À partir de l'ensemble de ces éléments, les décisions tarifaires de la CRE ont fixé une hausse au 1er août 2017 de 2,71 % pour le TURPE HTA-BT et de 6,76 % pour le TURPE HTB.

Le mise à jour annuelle du tarif TURPE 5 HTB en date du 17 mai 2018 a décidé de faire évoluer la grille tarifaire du TURPE 5 HTB de + 3,00 % au 1er août 2018, en application des modalités prévues dans le tarif.

La société Enedis et son actionnaire EDF, le ministre chargé de l'énergie et la fédération CFE-CGC Energies ont demandé au Conseil d'Etat l'annulation du TURPE 5 HTA-BT, notamment au motif que la rémunération des capitaux d'Enedis n'était pas assez élevée. Par une décision du 9 mars 2018, le Conseil d'Etat a confirmé l'ensemble des méthodes utilisées par la CRE et rejeté tous les griefs des plaignants, à l'exception d'un point concernant la prise en compte des provisions constituées sous TURPE 2 entre 2006 et 2009. Il a considéré que le régulateur « *n'a pas fait application, pour la détermination du coût du capital investi, en plus de la "prime de risque", du "taux sans risque" aux actifs correspondant, d'une part, aux immobilisations ayant été financées par la reprise, au moment du renouvellement effectif des ouvrages, de provisions constituées lors de la période tarifaire couverte par les tarifs dits "TURPE 2", pour leur fraction non encore amortie et, d'autre part, aux ouvrages remis par les autorités concédantes au gestionnaire de réseau au cours de cette même période tarifaire, pour cette même fraction* ». Aucun des autres éléments du TURPE 5 HTA-BT n'a été remis en cause par cette décision.

Aucun des autres éléments du TURPE 5 HTA-BT n'a été remis en cause par cette décision.

Dans cette même décision, le Conseil d'Etat a précisé que l'annulation prononcée ne serait effective qu'à compter du 1er août 2018. Pour la période allant du 1er août 2017 à cette date, les effets des tarifs qui ont été appliqués sont définitifs.

A la suite de cette décision, la CRE a défini un nouveau tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution d'électricité dit « TURPE 5 bis HTA-BT » conforme aux principes énoncés dans la décision du Conseil d'Etat susmentionnée. Le nouveau TURPE 5 bis HTA-BT s'applique depuis le 1er août 2018, pour une durée d'environ 3 ans. Il a été adopté par le Collège de la CRE le 28 juin 2018 après que les acteurs concernés ont été consultés.

La mise à jour annuelle du tarif TURPE 5 HTA-BT en date du 25 juin 2019 a fait évoluer la grille tarifaire du TURPE 5 HTA-BT de + 3,04 % au 1er août 2019, en application des modalités prévues dans le tarif.

2.1.3.1.2 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. A 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, puis une délibération tarifaire. 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.

2.1.3.1.3 Les travaux préparatoires à « TURPE 6 »

Compte-tenu de la complexité du sujet et des enjeux, la CRE a d'ores et déjà démarré les travaux avec les gestionnaires de réseau en vue des prochains tarifs « TURPE 6 » qui pourraient entrer en vigueur au 1er août 2021. L'objectif est d'améliorer le cadre de régulation appliqué aux opérateurs et de faire évoluer la structure des tarifs afin d'améliorer le reflet des coûts et l'accompagnement de la transition énergétique : production décentralisée, autoconsommation, stockage et véhicules électriques.

Une première consultation publique a été menée sur le cadre de régulation applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées en France entre février et avril 2019[2]. A cette occasion, la CRE a dressé un bilan du cadre de régulation tarifaire en vigueur depuis dix ans. Ce bilan met en évidence une bonne maîtrise des coûts malgré les défis auxquels les opérateurs ont eu à faire face, ainsi qu'une amélioration de la qualité d'alimentation et de service. Plusieurs enjeux majeurs ont été identifiés pour les évolutions à venir de ce cadre. Au-delà de la maîtrise des coûts et de l'amélioration de la qualité, le cadre de régulation doit inciter à des choix d'investissements les plus efficaces possibles et favoriser l'utilisation de solutions innovantes pour répondre aux besoins des réseaux et infrastructures énergétiques de demain, et garantir que les opérateurs d'infrastructures facilitent l'innovation et la mise en œuvre de la transition énergétique par l'ensemble des acteurs du système énergétique.

Une seconde consultation publique s'est déroulée sur la structure des prochains tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité « TURPE 6 » entre mai et juillet 2019[3]. Dans cette consultation, la CRE propose le maintien global de la forme des grilles tarifaires avec quelques améliorations notables, étudie les pistes potentielles en vue d'accompagner la généralisation des options à 4 plages temporelles en BT ≤ 36 kVA et évalue le renforcement de la tarification de l'injection.

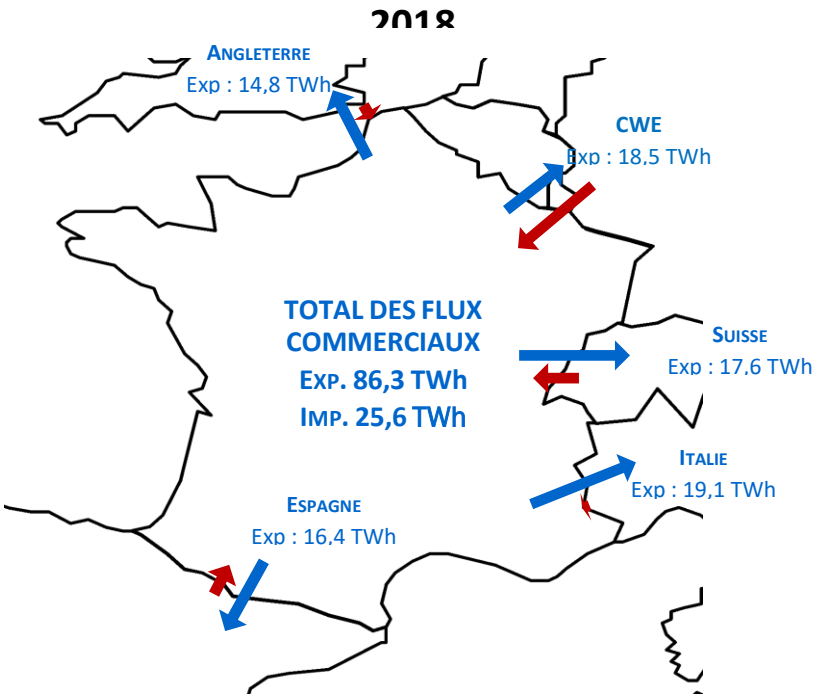
2.1.4 Les aspects transfrontaliers

2.1.4.1 Bilan de l'utilisation et de la gestion des interconnexions aux frontières françaises en 2018

Les interconnexions françaises sont bien utilisées. Les volumes d'exportation ont augmenté en 2018 passant à 83,6 TWh contre 74 TWh en 2017. Suite à deux années de hausse des importations liées à des vagues de froid et à l'indisponibilité des centrales nucléaires françaises pendant les hivers 2016 et 2017, c'est la première fois depuis 2015 que les exportations françaises augmentent et que les importations diminuent, passant de 35,6 TWh à 25,6 TWh.

<u>Flux commerciaux aux interconnexions françaises en 2018[4]</u>

[2] https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/Cadre-de-regulation-tarifaire-applicable-aux-operateurs-d-infrastructures-regulees-en-France
[3] https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/Structure-des-prochains-tarifs-d-utilisation-des-reseaux-publics-d-electricite-TURPE-6
[4] Hors écarts de bouclage, secours mutuel entre les GRT et rattrapage des pertes et des écarts



Si la France renforce son statut historique d'exportatrice, le bilan diffère significativement selon les pays avec lesquels la France est interconnectée. La France présente ainsi un solde importateur net vis-à-vis de la région centre-ouest Europe (CWE), c'est-à-dire aux frontières avec la Belgique et l'Allemagne, mais un solde exportateur net vers tous ses autres voisins. Les taux d'utilisation des capacités d'interconnexions avec les pays bénéficiant d'un couplage des marchés avec la France sont relativement élevés, reflétant l'efficacité de ce mécanisme.

Concernant la gestion des interconnexions aux frontières françaises, la rente de congestion perçue par RTE en 2018 s'élève à 405 M€, en hausse de 1,68% par rapport à 2017.

Tableau 1 : Rente de congestion en 2018 (perçue par RTE)

	Rente de congestion 2017 (en M€)	Rente de congestion 2018 (en M€)
Italie	86,7	105,9
Grande–Bretagne	95,4	95,6
Allemagne & Belgique (région CWE*)	91,7	81,9
Espagne	109,6	112,3
Suisse	5,9	9,3
Total	389,3	405,0

*La région centre-ouest de l'Europe (CWE, Central-West Europe) regroupe la France, l'Allemagne, la Belgique, les Pays-Bas et le Luxembourg, ainsi que l'Autriche en tant que pays observateur. Depuis la mise en place du *flow-based* dans la région CWE (mai 2015), la rente de congestion n'est plus calculée par frontière mais par pays.

Source : Données RTE – Analyse CRE

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)[5] 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)[6]), ainsi que des méthodologies permettant la coordination et le partage des coûts des actions de *redispatching* et échanges de contreparties (articles 35 et 74 du règlement CACM).

En application de la décision de l'Agence pour la Coopération des Régulateurs de l'Energie (ACER) datée du 17 novembre 2016[7], la France fait partie de quatre régions de calcul de capacité :

- **CORE** : FR, BE, NL, DE/LU, AT, PL, CZ, SK, HU, SI, HR, RO
- **Europe du Sud-Ouest** : FR, ES, PT
- **Manche** : FR, BE, NL, GB
- **Italie Nord** : FR, IT Nord, AT, SI

La France fait part ailleurs partie de la région Centre-Ouest Europe (FR, BE, NL, DE/LU, 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 dans la région Core. Au sein de cette région, 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 a été mis en œuvre en avril 2018. Cette évolution majeure, dont l'objectif était de garantir que les congestions internes ne réduisent pas excessivement les capacités d'interconnexion mises à disposition du marché, explique en partie l'augmentation des échanges dans la région en 2018.

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 de manière coordonnée ces méthodologies. Il est à noter qu'en l'absence d'un accord des régulateurs de la région CORE sur les méthodologies proposées par les GRT de cette région, la responsabilité de leur instruction a été transférée à l'ACER en août 2018. Les évolutions proposées par l'ACER ont été adoptées par le Conseil des Régulateurs de l'ACER en février 2019.

Le tableau ci-dessous présente le type de calcul de capacité envisagé dans chacune des régions de calcul de capacité. Il détaille également le statut de décision et la date de mise en œuvre attendue pour chacune des méthodologies de calcul de capacité à court terme.

Tableau 2 : Type de calcul de capacité envisagé dans chacune des régions de calcul de capacité

Région	Type de calcul	Statut de décision	Date de mise en œuvre attendue
CORE	Fondé sur les flux	J et IJ : adopté par l'ACER en février 2019[8]	J : T4 2020 IJ : T4 2021
Europe du Sud-Ouest	NTC coordonné	J et IJ : approuvé en novembre 2018[9]	J : T1 2020 IJ : T3 2021
Manche	NTC coordonné	J et IJ : approuvé en décembre 2018[10]	J et IJ : mais incertitude du fait du Brexit

[5] 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
[6] Règlement (UE) 2016/1719 de la Commission du 26 septembre 2016 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de capacité à terme
[7] 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) et d'un deuxième amendement le 1er avril 2019 (intégration du câble Cobra reliant NL à DK à la région Hansa).
[8] https://www.acer.europa.eu/Official_documents/Acts_of_the_Agency/Pages/Individual-decision.aspx
[9] https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Approbation/Approbation-de-la-methodologie-de-calcul-de-capacite-aux-echeances-journaliere-et-infra-journaliere-dans-la-region-Europe-du-sud-ouest
[10] https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Approbation/Approbation-de-la-methodologie-de-calcul-de-capacite-aux-echeances-journaliere-et-infra-journaliere-dans-la-region-Manche

Italie Nord	NTC coordonné	J et IJ : demande d'amendement en cours, décision attendue pour octobre 2019	J : déjà développé, dernières évolutions attendues pour T4 2020 IJ : lancement en T4 2019 et dernières évolutions attendues en T4 2020
Centre-Ouest Europe	Fondé sur les flux	J : approuvé en mars 2015 puis en septembre 2018, janvier 2019 et mai 2019[11]	J : mai 2015

Une fois mises en œuvre, ces méthodologies devront 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.

Un des volets du Paquet « Une Energie Propre pour Tous les Européens »[12] introduit des dispositions qui auront un impact important sur le calcul de capacité. En particulier, les GRT seront tenus à partir de janvier 2020 de garantir qu'au moins 70 % de la capacité thermique sur les éléments de réseau considérés dans le calcul de capacité est mise à disposition du marché. La CRE, qui soutient pleinement l'objectif d'augmentation des échanges transfrontaliers, en soutien de l'intégration des marchés nationaux et dans la perspective de la création d'un marché intérieur unique, regrette toutefois que ce seuil ait été défini de manière arbitraire, sans qu'aient été évalués les coûts qu'il pourrait engendrer en termes d'actions de *redispatching* et échanges de contreparties, par rapport aux bénéfices.

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[13], 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.

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 plate-forme d'allocation unique des droits. Ces HAR ainsi que les exigences fonctionnelles de la plate-forme ont été approuvées fin 2017.

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

2.1.4.2.3 L'allocation des capacités en journalier

Depuis 2006, la France a mis en œuvre un couplage des marchés journaliers de l'électricité. Ce couplage s'est progressivement étendu jusqu'à correspondre aujourd'hui à la région appelée « *Multi-Regional Coupling* » regroupant 19 pays. A l'exception de la frontière avec la Suisse, sur laquelle 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. Ce mode d'allocation, qui revient à allouer conjointement la capacité d'interconnexion et les ordres en énergie, a été défini comme le modèle cible par le règlement CACM.

Dans la perspective d'une possible sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne sans accord de retrait, la CRE a approuvé en mars 2019 des règles d'accès à l'Interconnexion France-Angleterre permettant d'organiser des enchères journalières explicites. Ces règles, pour l'instant non en vigueur, visent à assurer la continuité des échanges

[11] https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Approbation/Calcul-de-capacite-a-l-echeance-journaliere-Region-Centre-Ouest-Europe
[12] Règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil du 5 juin 2019 sur le marché intérieur de l'électricité (refonte)
[13] Règlement (UE) 2016/1719 de la Commission du 26 septembre 2016 établissant une ligne directrice relative à l'allocation de capacité à terme

électriques entre la France et le Royaume-Uni à toutes les échéances dans le cas où la Grande Bretagne serait découplée du marché journalier européen[14].

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

Les services de la CRE ont été, et sont toujours pleinement impliqués dans la mise en œuvre du projet européen « Cross Border Intraday Trading Solution » (dit projet « XBID »). Ce projet auquel participeront à terme l'ensemble des Etats Membres de l'Union européenne interconnectés, a pour objectif d'établir la plateforme sur laquelle, à l'échéance infra journalière, toutes les capacités d'interconnexion seront allouées de manière implicite et continue à l'échelle de la région couplée.

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. Des développements actuellement en cours devraient permettre à la frontière avec l'Italie de rejoindre également le projet d'ici 2020. Une allocation explicite continue a lieu sur la frontière avec la Suisse depuis 2013. Une allocation explicite est toujours utilisée sur les frontières avec la Grande-Bretagne et l'Italie, sous forme d'enchères, et de manière continue en complément de l'allocation implicite sur la frontière avec l'Allemagne.

2.1.4.2.5 Optimisation et sécurisation des capacités allouées

Dans chaque région de calcul de capacité doivent être développées 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. Il est à noter que seules deux régions ont pu faire l'objet d'une approbation des régulateurs concernant ces deux méthodologies, les travaux étant toujours en cours dans les régions CORE et Italie Nord.

Le tableau ci-dessous présente le statut de décision et la date de mise en œuvre attendue pour chacune de ces méthodologies.

Tableau 3 : Statut de décision et date de mise en œuvre attendue

Région	Statut de décision	Date de mise en œuvre attendue
CORE	Décision attendue pour mars 2020 (demande d'extension du délai de décision en cours)	A déterminer
Europe du Sud-Ouest	Approuvé en juin 2019[15]	Après mise en œuvre des méthodologies de calcul de capacité coordonné et la méthodologie de coordination régionale de la sécurité opérationnelle[16]
Manche	Approuvé en février 2019[17]	Après mise en œuvre des méthodologies de calcul de capacité coordonné et de la méthodologie de coordination régionale de la sécurité opérationnelle

[14] https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Approbation/Approbation-des-regles-IFA-en-cas-de-sortie-de-la-Grande-Bretagne-du-couplage-journalier-europeen
[15] https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Approbation/Methodologies-pour-le-redispatching-et-les-echanges-de-contrepartie-coordonnes-ainsi-que-pour-la-repartition-des-couts-du-redispatching-et-des-echa2
[16] Article 76 du règlement SOGL.
[17] https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Approbation/Methodologies-pour-le-redispatching-et-les-echanges-de-contrepartie-coordonnes-ainsi-que-pour-la-repartition-des-couts-du-redispatching-et-des-echa

Italie Nord	Coordination : approuvé en juin 2019[18] Partage des coûts : proposition des GRT attendues pour juillet 2019	A déterminer

Les actions de *redispatching* et échanges de contreparties peuvent être prises par les gestionnaires de réseau afin de garantir la sécurité opérationnelle du réseau. En cas de congestion structurelle, elles représentent une alternative, à court terme, à des solutions de plus long terme telles qu'une reconfiguration des zones de prix ou des investissements pour renforcer les réseaux. A ce jour, le réseau français est suffisamment développé et ne révèle pas de congestion structurelle. Ce développement a été permis par des investissements significatifs, sur la durée, financés par le consommateur français. La CRE estime donc qu'il est indispensable de s'assurer que les consommateurs de certains Etats membres dont les réseaux ne sont pas congestionnés ne se retrouvent pas à payer pour les investissements non-réalisés dans d'autres Etats membres.

2.1.4.3 Le développement des interconnexions françaises

2.1.4.3.1 Le renforcement des interconnexions

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

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

La capacité d'échange entre la France et l'Espagne était jusqu'en 2015 d'environ 1300 MW de la France vers l'Espagne et d'environ 1100 MW de l'Espagne vers la France. Une nouvelle interconnexion entre Baixas et Santa Llogaia a été mise en service le 5 octobre 2015. Cette interconnexion a permis de doubler les capacités d'interconnexion entre la France et l'Espagne, pour les porter à 2300 MW à l'import et à 2600 MW à l'export[19] suite aux 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).

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 Golfe de Gascogne. A ce stade, les analyses coûts-bénéfices réalisées n'ont pas démontré que les bénéfices apportés par ces projets dépassaient les coûts qui devraient être engagés.

- ***Le renforcement de la frontière électrique avec l'Italie***

Les opérateurs RTE et TERNA ont entamé la construction d'un nouvel axe d'interconnexion (projet Savoie-Piémont) par le tunnel de Fréjus pour traverser les massifs montagneux frontaliers. Ce projet, qui devrait permettre d'augmenter la capacité d'interconnexion entre les deux pays de 1200 MW, a été déclaré d'utilité publique à l'été 2012 et inclus dans les listes de projets d'intérêt commun de l'Union européenne depuis 2013. Le projet Savoie-Piémont a été approuvé par la CRE en 2015. Si les travaux de construction de la liaison en France ont débuté en 2015. La mise en service de l'interconnexion par RTE et TERNA est prévue à la mi-2020.

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

[18] https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Approbation/Methodologie-pour-le-redispatching-et-les-echanges-de-contrepartie-coordonnes-dans-la-region-Italie-Nord
[19] NTC moyenne constatée en 2017

câbles qui doivent être posés, elle doit permettre le financement d'une partie du projet par des grands consommateurs industriels italiens.

- ***L'accroissement de l'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 dont le coût est estimé à 400 M€) 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. La mise en service de l'interconnexion, initialement prévue en 2019, accuse un certain retard et n'aura probablement pas lieu avant 2020. Les règles d'accès à l'interconnexion ElecLink ont été approuvées par la CRE et l'Ofgem au premier semestre 2016 : les capacités qui seront allouées aux échéances de long terme, aux échéances journalière 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.

Compte tenu de cet afflux de projets, dans un contexte marqué par les incertitudes liées à la sortie du Royaume-Uni de l'Union européenne, la CRE a considéré, dans une décision du 16 novembre 2017, qu'elle n'était pas en mesure de se prononcer sur l'intérêt pour la collectivité européenne de tout nouveau projet d'interconnexion entre la France et le Royaume-Uni avant que ne soient clarifiées ses conditions de sortie de l'Union européenne.

La demande d'exemption déposée le 17 mai 2017 par la société Aquind auprès de la CRE et de l'Ofgem a quant à elle 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 le *Board of Appeal* de l'ACER par décision du 17 octobre 2018.

S'agissant du projet GridLink, la CRE a été saisie, le 9 juillet 2018, d'une demande d'investissement déposée par la société GridLink Interconnector Ltd. Par courrier du 28 novembre 2018, la CRE et l'Ofgem ont indiqué au porteur de projet que sa demande d'investissement n'était pas complète et lui ont fourni la liste des informations manquantes.

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 *du Parlement européen et du Conseil du 17 avril 2013 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes*.

Enfin, au vu de la multiplicité des projets et du résultat des analyses réalisées par ENTSO-E dans le cadre du TYNDP 2018 – qui indiquent que les bénéfices apportés par les nouveaux projets d'interconnexions avec le Royaume-Uni ne permettent pas de couvrir les coûts de ces projets – la CRE a mandaté un cabinet de conseil pour déterminer la capacité d'interconnexion optimale avec le Royaume-Uni, indépendamment des effets de la décision du Royaume-Uni de sortir de l'Union européenne (Brexit). Cette étude[20] a permis d'analyser des scénarios contrastés d'évolution du système électrique et de prendre en compte certaines orientations récentes en termes de politique énergétique. Toutefois, l'étude conclut, dans tous les scénarios étudiés, que les bénéfices apportés par les projets supplémentaires, au-delà des 4 GW d'interconnexion en fonctionnement ou en construction, sont insuffisants pour justifier de nouveaux investissements. En conséquence, la CRE considère que les conditions ne semblent pas réunies à l'heure actuelle pour une augmentation de la capacité d'interconnexion entre les deux Etats au-delà des projets déjà en construction. Il apparaît nécessaire d'avoir plus de visibilité sur les modalités de mise en œuvre du Brexit et sur les évolutions des marchés ainsi que sur les politiques publiques susceptibles d'influencer favorablement la valeur de ces interconnexions.

- ***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. Elle représente un investissement de 930M€ et devrait être mise en service en 2026.

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. RTE et

[20] https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Communication/Evaluation-de-la-capacite-d-interconnexion-electrique-optimale-et-sur-les-nouveaux-projets-d-interconnexion-avec-le-Royaume-Uni

Eirgrid ont déposé une demande de subvention pour travaux dans le cadre du Mécanisme pour l'Interconnexion en Europe (MIE), d'un montant de 667M€.

- ***Les autres projets à l'étude***

En plus des frontières précédemment mentionnées, RTE répertorie également dans son programme d'investissements 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), la Belgique (liaison entre Avelin et Avelgem) et la Suisse (renforcement des capacités d'interconnexion). En particulier, les travaux sur la liaison Avelin – Avelgem ont débuté, 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 fin 2017. Les autres projets restent en phase d'étude.

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 »).

RTE est actuellement en phase d'élaboration du SDDR et saisira la CRE pour vérification fin 2020.

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

2.1.5.1 Le respect des décisions juridiquement contraignantes et des avis de l'ACER

À ce jour, l'Agence n'a pas rendu de décision juridiquement contraignante à laquelle la CRE serait tenue de se conformer. De même, l'ACER n'a pas émis d'avis sur la conformité des décisions de la CRE aux orientations de la Commission, sur le fondement de l'article 39 de la directive 2009/72/CE.[21]

2.1.5.2 La mise en œuvre des codes de réseau

2.1.5.2.1 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.

Depuis le 1er janvier 2018, la CRE a ainsi approuvé, en accord avec l'ensemble des autorités de régulations européennes concernées :

- Les produits pris en charge par les algorithmes de couplage journalier et infra journalier, en application des dispositions des articles 40 et 53 du règlement CACM, le 1er février 2018 ;
- Le fonctionnement en mode dégradé de l'algorithme de couplage, en application des dispositions de l'article 36 du règlement CACM, le 1er février 2018.
- La méthodologie relative au calcul des échanges programmés résultant du couplage unique journalier, en application des dispositions de l'article 43 du règlement CACM, le 21 février 2019 ;
- La méthodologie relative au calcul des échanges programmés résultant du couplage unique infra journalier, en application des dispositions de l'article 56 du règlement CACM, le 21 mars 2019 ;
- Le fonctionnement des enchères régionales complémentaires infra journalières sur les frontières italiennes, en application des dispositions de l'article 63 du règlement CACM, le 23 mai 2019 ;
- La contribution du gestionnaire de réseau RTE aux coûts des NEMO, des contreparties centrales et des agents de transfert, en application des dispositions des articles 76 et 77 du règlement CACM, le 4 juillet 2019.

[21] S'agissant de la détermination des régions pour le calcul de capacité, RTE - et non la CRE - était destinataire de la décision de l'ACER n° 06/2016 du 17 novembre 2016 adoptée sur le fondement de l'article 8 du règlement 713/2009/CE et de l'article 9(11) du règlement (EU) 2015/1222 (CACM).

En outre, les désaccords entre régulateurs européens sur certaines propositions ont conduit à l'ACER à prendre des décisions sur :

- Les heures d'ouverture et de fermeture du marché infra journalier transfrontalier, en application des dispositions de l'article 59 du règlement CACM, le 24 avril 2018 ;
- La tarification de la capacité infra journalière, en application des dispositions de l'article 55 du règlement CACM, le 24 janvier 2019.

La plupart des méthodologies régionales sont proposées par les GRT actifs au sein d'une région de calcul de capacité et portent sur le calcul et l'allocation des capacités d'interconnexion. Depuis le 1er janvier 2018, plusieurs méthodologies régionales ont été approuvées en application des articles 20 (calcul de capacité d'interconnexion), 35 (coordination des actions de *redispatching* et de *countertrading*) et 74 (partage des coûts des actions de *redispatching* et de *countertrading*). D'autres méthodologies régionales sont en cours d'instruction ou d'élaboration. Le statut de ces différentes décisions est détaillé dans la partie dédiée à la mise en œuvre des codes de réseau relatifs aux conditions de raccordement aux réseaux électriques du présent rapport.

La méthodologie sur les algorithmes de couplage est actuellement en cours de révision pour intégrer les enchères infra journalières de tarification de la capacité, ainsi que la gestion des changements dans les algorithmes de couplage.

2.1.5.2.2 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, de méthodologies soumises par les GRT :

- Au niveau européen :
  - 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) ;
  - 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) ;
- Ou au niveau régional :
  - 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, et du 15 mars 2018 pour la région Manche) ;
  - Annexes régionales aux règles d'allocation harmonisées, conformément à l'article 52 du règlement FCA (décision de la CRE du 12 octobre 2017).

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.

2.1.5.2.3 La mise en œuvre du règlement relatif à l'équilibrage

Le règlement européen relatif à l'équilibrage (*Electricity Balancing Guidelines*) est entré en vigueur le 18 décembre 2017. Ce règlement vise à renforcer l'intégration des marchés européens et est fondé sur la généralisation du recours à des produits standards d'équilibrage échangés sur des plateformes de marché européennes. La mise en œuvre de ce règlement a donné lieu à 9 méthodologies pan-européennes ou régionales soumises à l'approbation des régulateurs en 2018 :

- Au niveau européen :

- Méthodologie relative à la plateforme de compensation des déséquilibres (article 22 du règlement) : demande d'amendement des régulateurs en novembre 2018 ;
- Méthodologies relatives aux plateformes d'aFRR et de mFRR soumises le 18 décembre 2018 (articles 20 et 21) ;
- Méthodologies relative au prix de l'énergie d'équilibrage, au règlement entre GRT et aux motifs d'activation soumises le 18 décembre 2018 (articles 29, 30 et 50) ;
- Méthodologie relative à l'harmonisation du prix de règlement des écarts soumise le 18 décembre 2018 (article 52) ;

- Au niveau regional :
  - Méthodologie relative à la plateforme de RR soumise le 18 juin 2018 (article 19) : approbation coordonnée des régulateurs (décision de la CRE du 20 décembre 2018) ;
  - Méthodologie relative à la contractualisation de réserve primaire soumise le 26 avril 2018 (articles 33 et 34) : approbation coordonnée des régulateurs (décision de la CRE du 13 décembre 2018).

L'instruction des méthodologies pan-européennes soumises en 2018 se poursuit en 2019. D'autres méthodologies sont prévues pour 2019, concernant notamment les échanges d'énergie non intentionnels, les produits standard de capacité d'équilibrage ainsi que la cooptimisation de l'allocation de capacités d'échanges transfrontalières entre les capacités d'équilibrage et les échanges d'énergie.

2.1.5.2.4 La mise en œuvre des codes de réseau relatifs aux conditions de raccordement aux réseaux électriques

Ces codes[22] définissent un cadre d'exigences techniques pour le raccordement des nouvelles installations, des nouveaux réseaux ou des nouveaux systèmes à courant continu, mais aussi des dispositions sur les procédures de contrôle de conformité avant leur mise en service et pendant leur durée de vie.

Dans le cadre de la mise en œuvre des codes de réseau sur le raccordement, certaines dispositions ont déjà été définies, car les délais de leur mise en œuvre étaient contraints. La CRE, désignée autorité compétente par les règlements européens en l'absence de textes nationaux contraires, a pris plusieurs délibérations au premier semestre 2017 :

- Une délibération en date du 25 avril 2017 sur la liste des technologies émergentes en application de l'article 69 du règlement RfG ;
- Une décision en date du 2 février 2017 sur les critères d'octroi des dérogations en application de l'article 61 du règlement RfG ;
- Une décision en date du 1er juin 2017 sur les critères d'octroi des dérogations en application de l'article 51 du règlement DCC ;
- Une décision en date du 1er juin 2017 sur les critères d'octroi des dérogations en application de l'article 78 du règlement HVDC

Certaines exigences sont définies de manière exhaustive par les règlements et sont, en conséquence, d'application directe tandis que, pour d'autres, les règlements fournissent des plages de valeurs ou des principes pour lesquels il appartient à chaque État membre de fixer les paramètres détaillés d'application.

Les codes de réseau désignent, par défaut, le régulateur national comme autorité compétente, mais donnent la possibilité que l'État membre puisse être l'autorité compétente s'il le prévoit ainsi au niveau national. L'autorité compétente est définie dans un décret en Conseil d'Etat pris, en application des dispositions de l'article L. 342-5 du code de l'énergie. Après avis de la CRE le 21 mars 2018, le Décret n° 2018-744 relatif à la mise en œuvre, en

[22] Règlement (UE) 2016/631 de la Commission du 14 avril 2016 établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité, dit règlement *RfG* ;

Règlement (UE) 2016/1388 de la Commission du 17 août 2016 établissant un code de réseau sur le raccordement des réseaux de distribution et des installations de consommation, dit règlement *DCC* ;

Règlement (UE) 2016/1447 de la Commission du 26 août 2016 établissant un code de réseau relatif aux 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, dit règlement *HVDC*.

matière de raccordements aux réseaux électriques, des codes de réseaux a été publié le 23 août 2018. La DGEC a ainsi conservé la compétence concernant la définition des prescriptions techniques relatives aux conditions de raccordement aux réseaux publics d'électricité qui doit être établie par arrêté du ministre de la Transition écologique et solidaire. Ainsi, l'arrêté relatif à la mise en œuvre, en matière de raccordements aux réseaux électriques, des codes de réseaux prévus à 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 devait être publié avant le 27 avril 2019, date d'entrée en application du code RfG. L'arrêté n'a pas été publié à ce jour et la CRE n'a pas encore été saisie pour avis.

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

La ligne directrice relative à l'exploitation du système électrique (*System Operation Guideline*) est entrée en vigueur le 14 septembre 2017. Elle vise à accroître la coordination européenne et éviter un incident de grande ampleur. Elle définit les règles de sécurité et de planification opérationnelle du système électrique ainsi que les règles de dimensionnement des réserves et de contrôle de la fréquence.

Un grand nombre de méthodologies a été développé par les gestionnaires de réseau de transport et approuvée par les autorités compétentes.

Les GRTs ont soumis aux régulateurs européens pour les zones concernées (européenne ou régionales) les méthodologies suivantes qui ont été analysées et approuvées par les régulateurs de la *System Operation and Grid Connection TF (SOGC TF)* :

- **LFC blocks proposal** : la proposition des périmètres de zone de réglage fréquence-puissance
  - Délibération de la CRE du 13 septembre 2018
- **CGM** (Common Grid Model methodology) : méthodologie sur l'élaboration du modèle de réseau commun
  - Délibération de la CRE du 18 octobre 2018
- **KORRR** (*Key Organisational Requirements, Roles and Responsibilities for data exchange*) : rôles et responsabilités pour les échanges de données
  - Délibération de la CRE du 17 janvier 2019
- **LFC Areas :** accord opérationnel de bloc de réglage fréquence-puissance
  - Délibération de la CRE du 14 mars 2019
- **CBA methodology for FCR minimum activation time** : Hypothèses et principes à retenir pour l'ACB pour le temps d'activation de la réserve primaire
  - Délibération de la CRE du 14 mars 2019
- **SAOA** (*Synchronous Area Operational Agreements*) :
  - Accord opérationnel pour la zone synchrone contenant les critères de dimensionnement de la réserve primaire (FCR) requise pour la zone synchrone
    - Délibération de la CRE du 11 avril 2019
  - Les dispositions relatives à l'échange et au partage des réserves secondaire (aFRR) et rapide (mFRR) entre zones synchrones
    - Délibération de la CRE du 11 avril 2019
  - Les dispositions relatives à l'échange et au partage de réserve complémentaire (RR) entre zones synchrones
    - Délibération de la CRE du 11 avril 2019

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

Selon RTE, la consommation intérieure, incluant les pertes sur les réseaux de distribution et de transport, s'est élevée en 2018 à 474 TWh, inférieure à la consommation de 2017 de 0,3 %. En 2018, la consommation maximale

a été atteinte le 28 février, à 96,6 GW, ce qui représente la 3ème pointe de consommation la plus haute jamais enregistrée en France. La puissance installée en France s'élevait à 132 889 MW au 31 décembre 2018, contre 130 761 MW l'année précédente, soit une augmentation de 1,6 %.

Outre EDF, qui exploite plus de 70 % de la puissance installée du parc français, les deux autres producteurs significatifs sont :

- La Compagnie Nationale du Rhône (CNR) ;
- UNIPER (ex-SNET, désormais filiale du groupe E.On).

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.

Tableau 4: Structure du marché français

Ordre de mérite	Nombre de producteurs	Liste des producteurs
Base	1	EDF
Semi-Base	5	EDF, UNIPER, Total Direct Energie, Alpiq, ENGIE
Pointe	2	EDF, ENGIE (CNR)
Hydraulique	2	EDF, ENGIE (CNR)
Petite production décentralisée	Plusieurs milliers	Petits producteurs indépendants, entreprises locales de distribution, industriels (auto production)

2.2.1.2 Les prix de marché journalier (*day-ahead)*

Il existe en France des références de prix *day-ahead* représentatives et sur lesquelles s'appuient les acteurs de marché. S'il n'y a pas de mise en commun obligatoire en *day-ahead*, il existe néanmoins plusieurs plateformes sur lesquelles les acteurs de marché peuvent échanger ce type de produits. Des arbitrages s'opèrent entre ces différentes plateformes.

- Le prix issu de l'enchère EPEX SPOT est un prix horaire (confrontation automatique de courbes d'offres et de demandes). EPEX SPOT est considéré comme la bourse de l'électricité la plus importante en France.
- Le *trading* continu a représenté environ 22,1 TWh en 2018. Les produits échangés donnent des références en continu de prix en base, pointe, hors-pointe, et pour d'autres blocs horaires. Ces produits sont échangés sur les plateformes de *brokers*.

Le prix spot moyen base a augmenté en 2018 pour atteindre 50,2 €/MWh, soit une hausse de 12 % par rapport à 2017. Le prix spot moyen pointe a suivi la même tendance et s'est établi à 59,1 €/MWh, soit une hausse de 10 % par rapport à 2017. Le prix moyen du produit Calendaire France Base 2019 a également connu une croissance importante en passant de 38,3 €/MWh en 2017 à 49,0 €/MWh en 2018, avec un prix de 59 €/MWh fin 2018. Cette hausse des prix spot moyens s'explique, d'une part par une hausse importante du prix des matières premières sur les trois premiers trimestres de l'année 2018, la hausse du prix du CO_2 qui a triplé au cours de l'année mais aussi par des épisodes de tension au cours de l'année comme la vague de froid en février-mars 2018.

2.2.1.3 Les marchés organisés

Au cours de l'année 2018, 220 responsables d'équilibre étaient présents sur le marché de gros français. Par ailleurs, 84 responsables d'équilibre étaient présents sur la bourse EPEX SPOT.

Parmi les volumes d'électricité commercialisés en 2018 sur EPEX SPOT et EEX Power Derivatives France (EPD France) :

- Les volumes traités en infra-journalier ont augmenté, avec 9 TWh échangés en 2018 contre 6.46 TWh en 2017. Les volumes échangés hors échanges transfrontaliers ont augmenté, passant ainsi de 1.99 TWh en 2017 à 2,7 TWh en 2018, soit une hausse de 35 %, pour un total de 231 662 transactions ;
- Les volumes traités sur l'enchère *day-ahead* ont augmenté, passant de 105,7 TWh en 2017 à 113,8 TWh en 2018 (+ 7,6 %) ;

Les volumes traités sur les produits *futures* ont augmenté : 148,8 TWh ont été négociés sur EPD France en 2018, soit une hausse de 18 % par rapport à 2017. Les transactions validées affichent également une hausse de 8 % par rapport à 2016, s'établissant ainsi à 162 TWh.

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 informations de la part de courtiers (prix, volumes, contreparties, etc.).

Sur le segment OTC intermédié, en 2018, dix courtiers étaient actifs sur le marché de gros français de l'électricité, servant d'intermédiaire à 162 acteurs intervenant sur le marché français, soit un de plus que l'année précédente. Sur ce segment de marché, il a été constaté que :

- Les volumes négociés en *day-ahead* continu ont fortement reculé (-6.4%) en un an, pour s'établir à 22,1 TWh en 2018, pour un total de 36 314 transactions ;
- Les volumes traités sur les marchés à terme sont en baisse : 633 TWh de *forward* ont été négociés sur l'OTC intermédié en 2018 contre 789 TWh en 2017 (- 20 %).

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 2018 pour des produits à différentes maturités est présentée dans le tableau ci-dessous.

Tableau 5: Différentiel moyen entre les offres à l'achat et les offres à la vente

Différentiel *bid-ask* en €/MWh	*Day-ahead*		*Month-ahead*		*Quarter-ahead*		*Year-ahead*	
	base	pointe	base	pointe	Base	pointe	base	pointe
	0,26	0,25	0,32	0,55	0,31	0,73	0,23	0,67

Source : Heren

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 forte capacité d'interconnexion, 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 2018.

Tableau 6: Maximum des échanges entre la France et ses pays voisins en 2018 (en MW)

	Grande Bretagne	Allemagne-Belgique	Suisse	Italie	Espagne	Echanges physiques globaux[23]
Import	2 000	7 788	1 518	1 160	3 000	9 576
En % du parc installé français	1,5%	5,9%	1,1%	0,9%	2,3%	7,2%
Export	2 100	7 423	3 106	3 437	3 550	16 576
En % du parc installé français	1,6%	5,6%	2,3%	2,6%	2,7%	12,5%

Source : CRE, sur la base de chiffres RTE

[23] Somme des échanges physiques maximums réalisés en 2018 à toutes les interconnexions françaises

Les capacités d'interconnexion à l'export entre la France et les pays voisins représentent plus de 13 % des capacités de production installées en France. Ce pourcentage est conforme au critère publié dans les conclusions du Conseil Européen de Barcelone de mars 2002 visant à établir le niveau d'interconnexion des pays à 10 % de la capacité installée. La France étant nettement plus exportatrice qu'importatrice, le chiffre du maximum d'imports physiques globaux réalisés ne représente pas la capacité maximale possible 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. Au total, la France dispose d'une capacité commerciale moyenne de 9,6 GW à l'exportation et de 6,2 GW à l'importation avec le Royaume-Uni, la Suisse, l'Italie et l'Espagne.

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 2018, la France a échangé jusqu'à 7,4 GW à l'exportation et 7,8 GW à l'importation avec la Belgique et l'Allemagne.

- ***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 permet ainsi 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). L'introduction du *flow-based* a ainsi permis d'augmenter les niveaux d'échanges aux frontières avec la Belgique et l'Allemagne. Ceux-ci sont de 7,4 GW à l'exportation 7,8 GW à l'importation en 2018 contre des maximums historiques de 4,5 GW et 3,7 GW avant l'introduction.

Après une période d'augmentation des importations en 2016-2017 due à un hiver particulièrement froid et à l'indisponibilité de tranches nucléaires, les importations ont baissé en 2018 atteignant 12,4 TWh contre 19,6 TWh en 2017. Cette réduction est due à un hiver plus doux mais également à des évolutions du marché, avec l'augmentation des tranches nucléaires disponibles et un recours plus important aux centrales hydroélectriques en France.

La CRE travaille en étroite collaboration avec les autres régulateurs de la région CWE concernés afin d'améliorer le fonctionnement du couplage de marché journalier CWE. Une des évolutions majeures en 2018 a été la mise en place d'un pourcentage minimum de la marge disponible restante de la capacité thermique des branches critiques (20 % minimum de la RAM) qui doit être allouée dans le calcul de capacité. Cette évolution a permis de réduire les contraintes émanant du réseau interne allemand. Les travaux ont également porté sur la prise en compte des paramètres météorologiques sur la capacité thermique qui peut être offerte (*Dynamic line rating*). Celle-ci peut en effet significativement varier sous l'effet de la chaleur. Cette prise en compte est effectuée au minimum à la granularité saisonnière (hiver et été), mais des expérimentations sont en cours pour une évaluation plus fine, au pas horaire. Cette évolution devrait amener à l'offre d'une capacité plus importante en hiver.

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

Le tableau suivant montre les corrélations de prix spot entre la France et les pays frontaliers. Les données pour l'année 2018 font apparaître une divergence dans la tendance du niveau de corrélation de ces prix spots par rapport à 2017 avec les pays voisins.

Tableau 7: Corrélations des prix entre la France et les 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 Bretagne – 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 %

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 : CRE d'après chiffres Heren, OMEL, IPEX, EEX, Belpex, EPEX SPOT

En effet, entre 2017 et 2018, la corrélation des prix entre la France et l'Espagne est passée de 82 % à 63 % et la corrélation des prix avec la Suisse est passée de 94 % à 89 %. La corrélation entre la Belgique et la France a diminué également, mais elle reste très élevée. La corrélation des prix anglais par rapport aux prix français reste encore faible que pour les prix des autres pays en majorité, mais montre une nette progression par rapport à l'année 2017. Enfin, la corrélation des prix allemands avec les français montre une évolution positive depuis 2016.

- ***Les différentiels de prix***

Les différentiels de prix spot augmentent en 2018 par rapport à l'année précédente sur toutes les frontières, à l'exception de la frontière franco-allemande et franco-espagnole.

Tableau 8 : Écart 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	Espagne – France (Omel – EPEX SPOT)	Grande Bretagne – France	Italie – France	Belgique – France (Belpex – EPEX SPOT)	Suisse – France

	(EPEX SPOT – EPEX SPOT)		(Heren – EPEX SPOT)	(IPEX – EPEX SPOT)		(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

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

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

Source : Données OMEL, IPEX, EEX, Belpex, EPEX SPOT, Heren – Analyse CRE

Les plus fortes augmentations des écarts absolus des prix en moyenne ont été enregistrées sur les frontières avec la Grande Bretagne, l'Italie et la Belgique.

Les mouvements des écarts de prix moyens ont été particulièrement marqués au cours du premier trimestre 2018 notamment aux frontières allemande, espagnole et britannique. Pour les frontières avec l'Italie, l'Angleterre et l'Espagne, des écarts importants sont à noter durant le deuxième et troisième trimestre 2018. A partir du mois de novembre une augmentation de l'écart entre l'Allemagne et la France ainsi qu'entre la Belgique et la France est apparue. Cette situation est due à la forte augmentation des prix moyens en France en 2018 et aux indisponibilités du parc belge.

Tableau 9: Ecart de prix moyen entre la France et l'Allemagne (forward annuel Y+1)

Produit *forward* annuel (Y+1) base : Ecarts de prix moyen (en €/MWh)	
Année	Allemagne – France (EEX–EPD)
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

Source : CRE d'après chiffres EEX, EPD France et Allemagne

L'écart de prix entre la France et l'Allemagne sur le produit à terme Y+1 s'est réduit en 2018 par rapport à 2017, passant ainsi de 5,86 €/MWh à 4,84 €/MWh (le prix étant plus élevé en France).

2.2.1.5.2 Les transactions aux frontières en 2018

En 2018, les exportations ont augmenté de près de 12,1 TWh (passant de 76.4 TWh à 86,3 TWh) et dans le même temps les importations ont diminué de 10,1 TWh. Au total, le solde exportateur net français est passé de 38 TWh à 60,2TWh[24], soit une hausse de 58 %.

Ce bilan reflète la bonne disponibilité des moyens de production du parc français dont les coûts de production compétitifs ont induit l'utilisation des interconnexions plutôt à l'export. Notons par ailleurs que la France a été exportatrice nette même durant le premier trimestre 2018, impacté par la vague de froid avec un solde exportateur de 14 TWh.

- ***France-Allemagne***

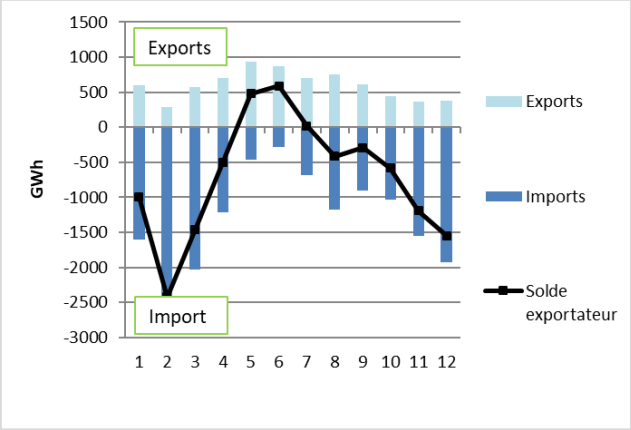
Le marché français a été importateur net depuis l'Allemagne, d'environ 8,3 TWh en 2018.

En 2018, 20 acteurs en moyenne ont été actifs sur cette frontière. La plupart des acteurs actifs à cette frontière sont des producteurs français et européens intégrés ainsi que des acteurs financiers.

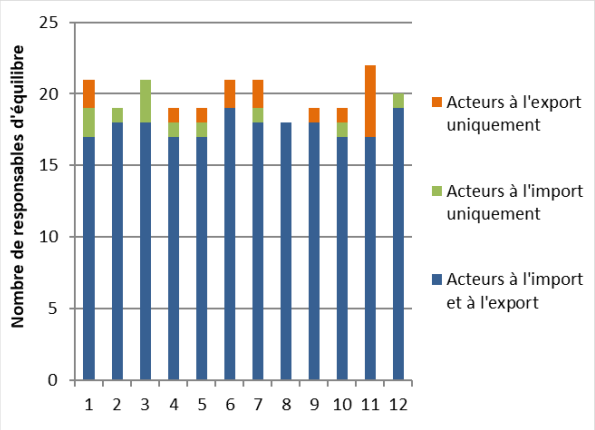
[24] Les volumes correspondent aux échanges commerciaux effectués sur les lignes d'interconnexions (référencées par ENTSO-E) mais ne tiennent pas compte d'environ 2,7 TWh correspondant notamment à quelques lignes transfrontalières sur les réseaux de distribution, des lignes Corse-Italie et des compensations au titre des droits d'eau contrairement aux échanges physiques France.

Graphique 2 : Transactions à l'interconnexion France – Allemagne en 2018

Importations et exportations brutes à l'interconnexion France-Allemagne



Nombre de participants à l'interconnexion France- Allemagne



Données : RTE – Analyse : CRE

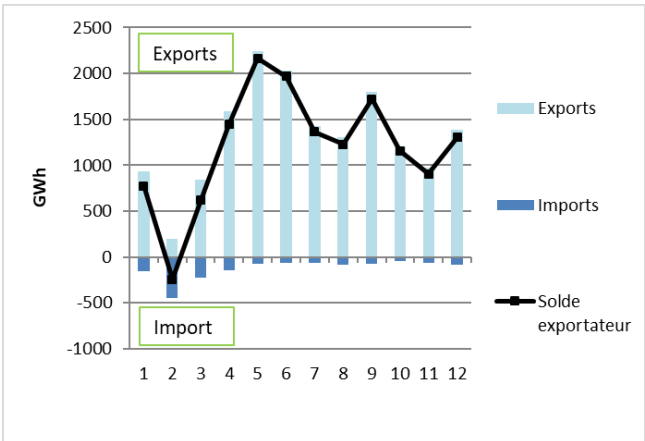
- ***France-Belgique***

Le marché français a été exportateur net vers la Belgique d'environ 14,4 TWh en 2018. Pour l'année 2018, le marché français a été importateur net depuis la Belgique seulement au mois de février.

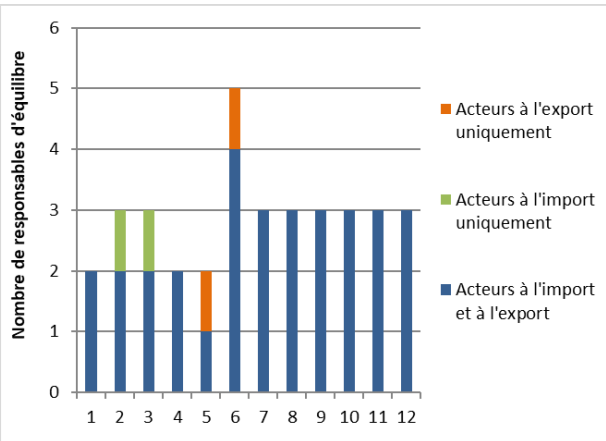
Le nombre de sociétés actives sur cette frontière s'élève à trois. A partir de novembre 2016, l'interconnexion n'est plus disponible en explicite, d'où un nombre d'acteurs très faible. La plupart des acteurs actifs à cette frontière sont des producteurs français et européens intégrés, ainsi que des acteurs financiers.

Graphique 3 : Transactions à l'interconnexion France – Belgique en 2018

Importations et exportations brutes à l'interconnexion France-Belgique



Nombre de participants à l'interconnexion France- Belgique



Données : RTE – Analyse : CRE

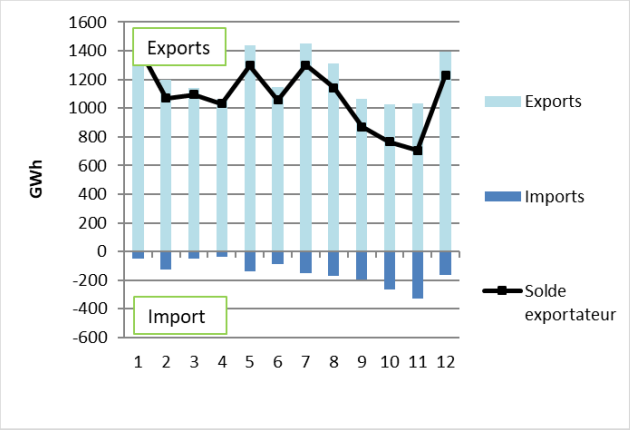
- ***France-Grande-Bretagne***

Le marché français a été exportateur net vers la Grande-Bretagne d'environ 13 TWh en 2018. Le marché français a été exportateur net vers la Grande-Bretagne tous les mois de l'année.

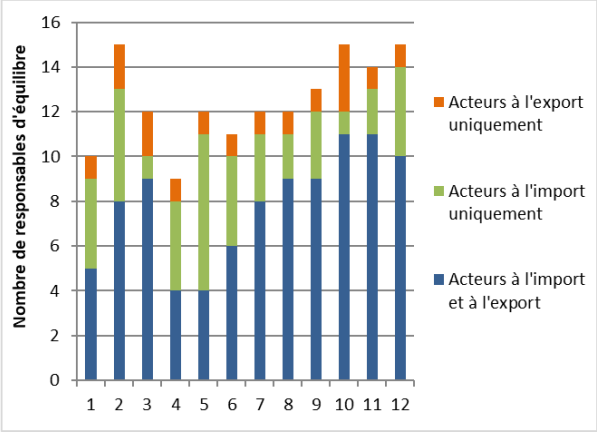
Le nombre de sociétés actives sur la frontière britannique s'élève à 13 au cours de l'année 2018, en baisse par rapport à 20 en 2017. La plupart étaient des producteurs français et européens intégrés et des acteurs financiers.

Graphique 4 : Transactions à l'interconnexion France – Grande-Bretagne en 2018

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



Nombre de participants à l'interconnexion France- Grande-Bretagne



Données : RTE – Analyse : CRE

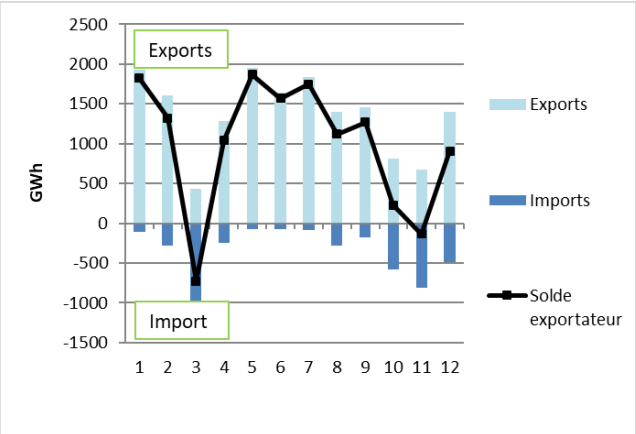
- ***France-Espagne***

Le marché français a été exportateur net vers l'Espagne d'environ 12 TWh en 2018.

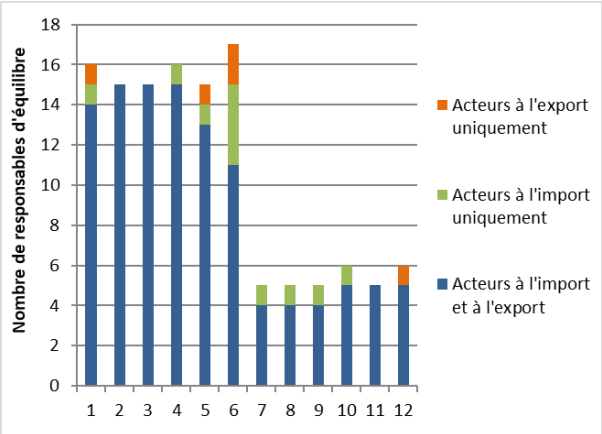
11 participants étaient actifs en moyenne à la frontière espagnole en 2018. La plupart étaient des producteurs français et européens intégrés.

Graphique 5 : Transactions à l'interconnexion France – Espagne en 2018

Importations et exportations brutes à l'interconnexion France-Espagne



Nombre de participants à l'interconnexion France- Espagne



Données : RTE – Analyse : CRE

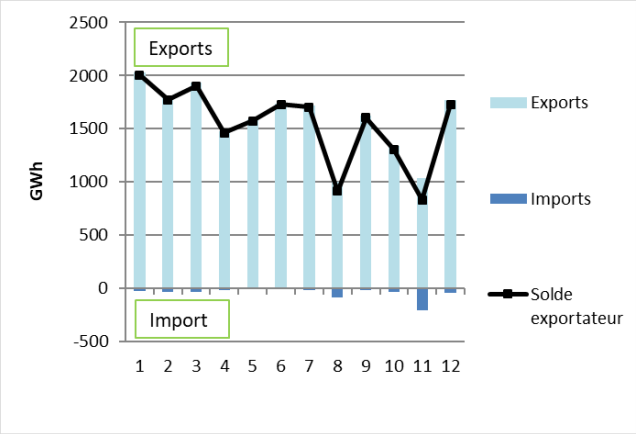
France-Italie

Le marché français a été exportateur net vers l'Italie d'environ 18,5 TWh en 2018.

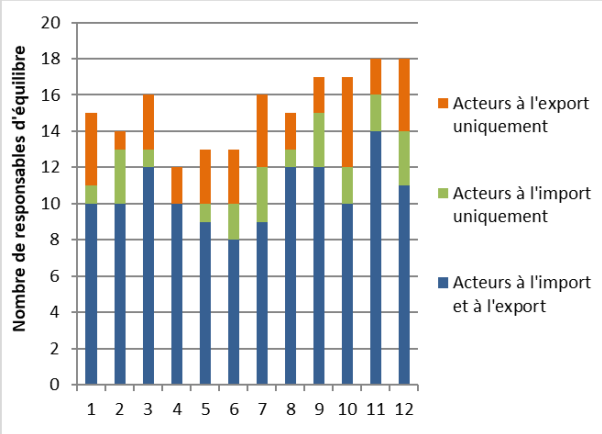
15 participants étaient actifs en moyenne à la frontière italienne en 2018 (contre 23 en 2017). Les producteurs français et européens intégrés ainsi que les acteurs financiers ont été à l'origine de la majorité des volumes de transaction.

Graphique 6 : Transactions à l'interconnexion France – Italie en 2018

Importations et exportations brutes à l'interconnexion France-Italie



Nombre de participants à l'interconnexion France- Italie



Données : RTE – Analyse : CRE

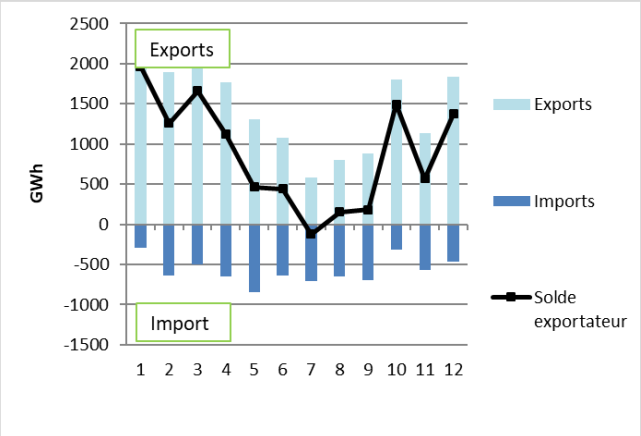
- ***France-Suisse***

Le marché français a été exportateur net vers la Suisse d'environ 10,6 TWh en 2018.

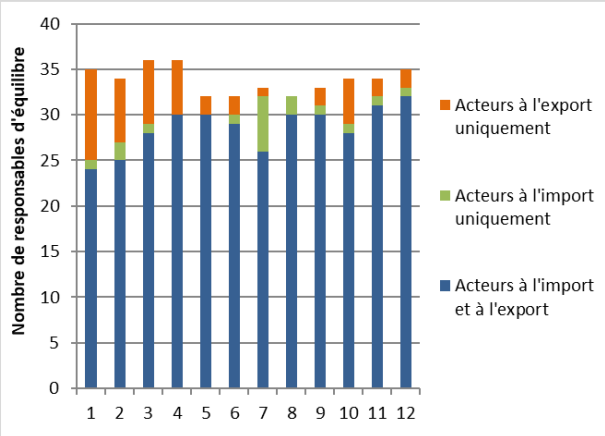
34 participants étaient actifs en moyenne à la frontière suisse en 2018 (contre 41 en 2017). La grande majorité est constituée de producteurs français et européens intégrés, qui sont à l'origine de la quasi-totalité des flux.

Graphique 7 : Transactions à l'interconnexion France – Suisse en 2018

Importations et exportations brutes à l'interconnexion France-Suisse



Nombre de participants à l'interconnexion France-Suisse



Données : RTE – Analyse : CRE

2.2.1.6 Mise en œuvre de XBID

La plateforme de *trading* transfrontalier infra-journalier XBID a été mise en place en juin 2018. Il s'agit d'une plateforme de *trading* infra-journalier continu qui permet d'apparier de manière implicite les ordres entrés dans l'ensemble des pays de la région couplée (14 pays : Autriche, Belgique, Danemark, Estonie, Finlande, France, Allemagne, Lituanie, Lettonie, Norvège, Pays-Bas, Portugal, Espagne et Suède) et d'uniformiser l'allocation de capacité entre les pays. Les ordres donnent lieu à une transaction internationale s'il y a suffisamment de capacité disponible à la frontière. Des extensions du périmètre sont à prévoir courant 2019 et 2020, notamment pour la frontière

France-Italie, l'objectif final étant d'étendre le marché infra-journalier continu transfrontalier à l'ensemble de l'Europe.

2.2.1.7 L'accès régulé à l'électricité nucléaire historique

2.2.1.7.1 Principes et prix de l'ARENH

Le dispositif d'accès régulé à l'électricité produite par les centrales nucléaires historiques d'EDF (ARENH) a été instauré par la loi n°2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME). Entré en vigueur au 1er juillet 2011 pour une durée de 15 ans, ce dispositif consiste à permettre aux fournisseurs alternatifs de s'approvisionner en électricité produite par le parc nucléaire historique d'EDF, dans une limite de 100 TWh par an au total, à un prix fixé par le gouvernement. Il a pour objectif de permettre aux fournisseurs alternatifs, en leur donnant la possibilité de s'approvisionner à l'amont en électricité nucléaire historique aux conditions économiques de sa production par EDF, de concurrencer à l'aval EDF sur le marché de détail de l'électricité.

Le prix de l'ARENH s'établit depuis le 1er janvier 2012 à 42 €/MWh.

2.2.1.7.2 Les volumes ARENH en 2018

Dans un contexte de baisse des prix de marché de gros, les demandes d'ARENH des fournisseurs alternatifs ont diminué en 2015. Les volumes demandés pour le 1er semestre 2014 et le 1er semestre 2015 étaient, respectivement, de 36,8 TWh (dont 5,9 TWh au titre des pertes) et 15,7 TWh (dont 5,1 TWh au titre des pertes). En 2016, il n'y a pas eu de demande. Dans le contexte de hausse des prix de marché de gros de l'électricité, la CRE a constaté une augmentation importante des demandes d'ARENH (dont le prix est fixé à 42 €/MWh) des fournisseurs alternatifs pour l'année 2019. Le volume total d'ARENH demandé pour 2019 s'élevait à 133 TWh (plus 20,4 TWh au titre des pertes des gestionnaires de réseau). La loi prévoyant le plafond de 100 TWh de quantités d'ARENH, la CRE a procédé à un écrêtement des demandes, à hauteur d'environ 25%.

Cette tendance s'est confirmée sur 2018 où 96,4 TWh d'ARENH ont été livrés, dont 9,2 TWh au titre des pertes.

2.2.1.8 La surveillance du marché de gros

2.2.1.8.1 Les enjeux de la surveillance

Conformément aux dispositions de l'article L.131-2 du code de l'énergie, la CRE « *surveille, pour l'électricité et pour le gaz naturel, les transactions effectuées entre fournisseurs, négociants et producteurs, les transactions effectuées sur les marchés organisés ainsi que les échanges aux frontières [...]. Elle surveille la cohérence des offres [...] faites par les producteurs, négociants et fournisseurs [...] avec leurs contraintes économiques et techniques.* » La 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 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.

Cette mission s'inscrit aussi 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.

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.

2.2.1.8.1 Les rapports de la CRE en matière de surveillance des marchés

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 12ème édition a été publiée en juillet 2019[25]. La CRE publie également chaque trimestre son Observatoire des marchés de gros.

2.2.1.8.2 Récents développements du règlement REMIT

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 637 450 transactions sur les marchés de gros de l'énergie en 2018, soit l'équivalent de 1 720 TWh échangés ou plus de 66 Md€. La CRE a formulé 42 demandes d'informations auprès des acteurs de marché en 2018.

Les mécanismes de surveillance mis en place par l'ACER, les régulateurs nationaux et les personnes qui organisent des transactions à titre professionnel (« *persons professionally arranging transactions* » ou PPAT) permettent de détecter un nombre croissant de cas susceptibles de constituer un manquement au règlement REMIT. A la date de parution du rapport, la CRE a reçu de la part de l'ACER 183 alertes de comportement potentiellement suspect entre novembre 2017 et la fin 2018. Elle mène actuellement une trentaine d'analyses de cas de comportements suspects détectés via d'autres sources que les alertes de l'ACER.

En cas de soupçon 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.

A la date de parution du présent rapport de surveillance, six enquêtes ont été ouvertes, dont quatre sur le marché de gros de l'électricité et deux sur celui du gaz naturel. Sur ces six enquêtes, deux ont fait l'objet d'un procès-verbal d'enquête finalisé qui a été transmis par le Président de la CRE au Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDiS).

En outre, une procédure ouverte, à la suite d'une saisine de CoRDiS par le Président de la CRE, a abouti en octobre 2018 à la sanction de 5 millions d'euros par le CoRDiS[26], de la société Vitol SA. Cette dernière a contesté cette décision devant le Conseil d'État.

Le 9 avril 2018, la CRE a rendu publique sa délibération N°2018-073 du 22 mars 2018[27] portant communication sur l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie. Dans cette délibération, la CRE a rappelé aux acteurs du marché les principales obligations qui leur incombent au titre du règlement REMIT.

Par ailleurs, la CRE supervise le respect, par les personnes organisant des transactions à titre professionnel (PPAT)[28], des obligations leur incombant en application de l'article 15 du règlement REMIT. A ce titre, la CRE a mené en 2018 un audit des activités de surveillance des bourses de l'électricité et du gaz naturel basées en France, à savoir EPEX SPOT et Powernext, dans le but d'assurer la mise en œuvre opérationnelle et efficace du règlement REMIT. L'audit réalisé n'a pas relevé d'anomalies majeures dans les activités de surveillance d'EPEX SPOT et de Powernext. La CRE a également accompagné RTE dans le cadre de la mise en place de son activité de surveillance prévue par l'article 15 susmentionné.

Engagée de longue date en faveur d'un *corpus* harmonisé de règles et de pratiques communes de surveillance au sein de l'Union Européenne, la CRE participe activement aux groupes de travail et forums européens relatifs à REMIT et contribue à la coopération avec l'ACER, ainsi qu'avec les régulateurs de l'énergie des autres Etats membres de l'Union Européenne et avec les autorités financières pour la mise en œuvre du règlement REMIT. Dans ce cadre, la CRE assure quatre présidences ou co-présidences de groupes de travail européen sur cette thématique au sein de l'ACER et du CEER en 2018 et 2019.

[25] https://www.cre.fr/Actualites/Rapport-de-surveillance-des-marches-de-gros-de-l-electricite-et-du-gaz-naturel-de-2018
[26] Communiqué de presse de la CRE : https://www.cre.fr/Actualites/Le-CoRDiS-sanctionne-pour-la-premiere-fois-des-manipulations-de-marche-sur-un-marche-de-gros-de-l-energie
[27] https://www.cre.fr/Documents/Deliberations/Communication/remit
[28] En anglais *Persons Professionally Arranging Transactions* ou PPAT.

Les initiatives européennes coordonnées par l'ACER visant une approche commune en matière de mise en œuvre du règlement REMIT, ont abouti à deux nouvelles publications de l'ACER fournissant des orientations non contraignantes relatives à des manipulations de marché de type blocage de capacité de transport ou « *capacity hoarding* » sur le marché infra-journalier d'électricité, et de type « *layering* » et « *spoofing* » sur les marchés de gros continus.

Par ailleurs, la CRE a participé à une étude comparative, lancée à l'initiative du CEER, relative aux pratiques de marchés admises dans le secteur de l'énergie telles que mentionnées au considérant 14 du règlement REMIT. Contrairement au secteur financier, aucune pratique de ce genre n'est admise dans le secteur de l'énergie. En effet, les régulateurs du secteur énergétique des États membres de l'Union Européenne ainsi que de l'Espace économique européen n'ont pas établi de telles pratiques dans le cadre du règlement REMIT ou de la régulation nationale et n'envisagent pas de le faire. Un communiqué de presse[29] du CEER a été publié à ce sujet.

Enfin, la qualité des données transactionnelles et fondamentales est essentielle pour la conduite de la surveillance des marchés de gros, et la CRE s'implique en conséquence fortement dans les travaux de l'ACER sur ce sujet. Elle a notamment contribué à définir, conjointement avec les autres autorités européennes, les pistes d'améliorations de la qualité de données portant notamment à l'harmonisation des formats de déclarations de données. La CRE participe également aux tests de complétude et de qualité des données. Dans la continuité de ces travaux, et tant que les données provenant de l'ACER n'atteint pas le niveau de qualité satisfaisant, la CRE souhaite maintenir le dispositif de collecte nationale des données auprès des places de marché organisées (bourses et courtiers) afin d'éviter toute discontinuité dans les données entrant dans le périmètre de surveillance de la CRE.

2.2.2 Le marché de détail

2.2.2.1 Etat des lieux

2.2.2.1.1 Les consommateurs

Au 31 décembre 2018, 38,5 millions de sites étaient éligibles, ce qui représentait 446 TWh de consommation annuelle d'électricité.

Les clients peuvent disposer de deux types de contrats :

- les tarifs réglementés de vente (uniquement pour les clients particuliers et pour les petits clients professionnels), dont les évolutions sont fixées par les pouvoirs publics[30] et qui ne peuvent être proposés que par les fournisseurs historiques ;
- les offres de marché (ou offres libres), dont les prix sont fixés librement par les fournisseurs alternatifs et historiques.

Tableau 10: Répartition des consommateurs finals par type de site (au 31 décembre 2018)

	Nombre de sites
Sites résidentiels	32 704 000
Sites non résidentiels	5 051 000

Source : Données 2018, GRD, RTE, Analyses CRE

Tableau 11: Répartition de la consommation annuelle des consommateurs finals (au 31 décembre 2018)

	Consommation 2018 en TWh
Sites résidentiels	155,7
Sites non résidentiels	283,6

Source : Données 2018, GRD, RTE, Analyses CRE

Au cours de l'année 2018, l'ouverture à la concurrence du **marché résidentiel** a continué à s'accélérer avec 1 547 000 sites supplémentaires en offre de marché, soit + 26%, comparé à l'année 2017 (1 320 000 sites). Au 31 décembre 2018, 7 430 000 sites sur un total de 32,7 millions étaient en offre de marché en électricité, dont plus de 96 % chez un fournisseur alternatif.

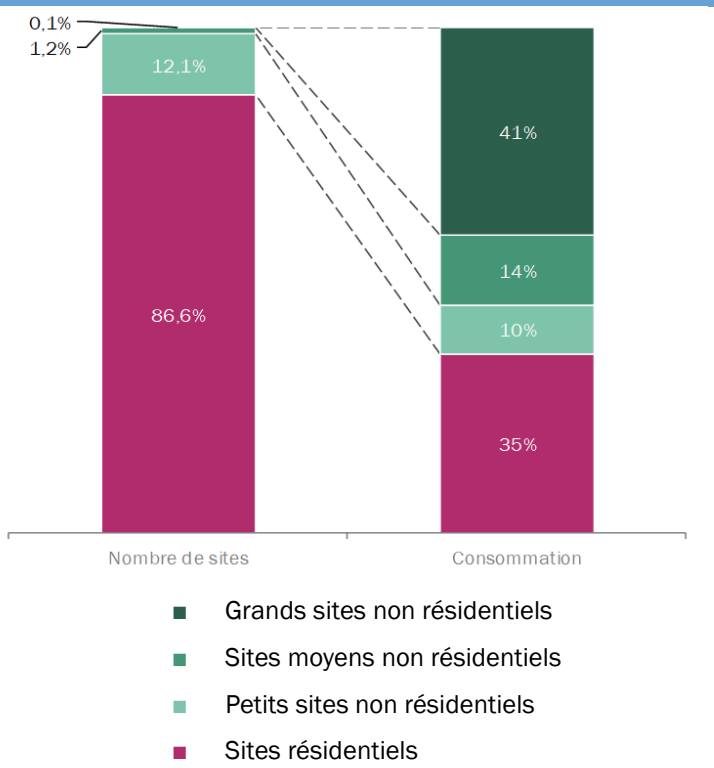
Sur le marché de l'électricité résidentiel, les tarifs réglementés de vente sont toujours dominants, représentant 77 % des sites.

[29] https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/f09f1797-75e0-e105-b740-522dae9d83b1
[30] 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.

L'ouverture à la concurrence du **marché non résidentiel** a progressé mais de manière moins soutenue qu'en 2017 et 2016, celle-ci ayant été une année exceptionnelle en raison de la fin des tarifs réglementés de vente pour les grands et moyens sites professionnels au 31/12/2015. Le nombre de sites non résidentiels en offre de marché a augmenté de 9,5% en 2018, contre 11,3 % au cours de l'année 2017, et 58,6 % en 2016. Au 31 décembre 2018, 1 886 000 sites sur un total de 5,0 millions étaient en offre de marché en électricité, dont environ 62% chez un fournisseur alternatif.

Sur le marché non résidentiel, seuls les petits sites professionnels sont encore éligibles aux tarifs réglementés, 30% de ces sites (contre 27% en 2017) souscrivent une offre de marché.

Graphique 8: Typologie des sites au 31 décembre 2018



Source : données 2018 GRD, RTE, fournisseurs – Analyse : CRE

La CRE a publié en début de l'année 2019, un rapport sur le fonctionnement des marchés de détail dressant un état des lieux des marchés de détail français de l'électricité et du gaz naturel[31]. Dans ce rapport, la CRE a analysé pour la première fois les offres innovantes de plus en plus présentes depuis 2017 sur le marché de détail français. Le rapport de la CRE dresse le bilan des innovations des offres, parmi elles les offres réservées ou adaptées au compteur Linky, les offres réservées aux propriétaires de véhicules électriques, les offres avec objets connectés, les offres comportant des remises en grande distribution ou incluant un abonnement téléphonique. Par ailleurs, le rapport note une percée significative des offres vertes en électricité, pour la plupart certifiées par des garanties d'origine, et souscrites par 1,5 millions de consommateurs fin 2017.

Dans le cadre des énergies renouvelables, l'Union européenne a décidé, au travers du Paquet Énergie-Climat 2020 (établi en 2007) puis du Paquet Énergie-Climat 2030 (adopté en 2017) – et parmi d'autres objectifs majeurs portant sur la réduction des émissions de gaz à effet de serre et l'efficacité énergétique – d'atteindre au moins 20 % d'énergies renouvelables dans son bouquet énergétique en 2020 et au moins 32 % en 2030.

La France s'est quant à elle fixée des objectifs plus ambitieux, avec un objectif de 23 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale d'énergie à horizon 2020 (adopté dans le cadre du Grenelle de l'environnement en 2009) et un objectif de 32 % à horizon 2030.

En mars 2019, la CRE a publié son rapport sur les coûts et rentabilités du grand photovoltaïque en métropole continentale[32] analysant l'ensemble des coûts d'investissements et d'exploitation pour les projets déposés lors des appels d'offres de 2017 et 2018. Le coût des investissements qui représente 80 % des coûts de production, a

[31] https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/Etat-des-lieux-des-marches-de-detail-de-l-electricite-et-du-gaz-naturel-en-2017
[32] https://www.cre.fr/Documents/Publications/Rapports-thematiques/Couts-et-rentabilites-du-grand-photovoltaique-en-metropole-continentale

baissé en moyenne de 32 % en 3 ans. Il en résulte, sur la dernière période des appels d'offres, des coûts de production moyens s'échelonnant entre 62 et 99 €/MWh selon la taille et la typologie des installations. Pour les grandes installations au sol, les coûts des installations les plus compétitives sont aux environs de 48 €/MWh, taxe IFER de 6 €/MWh incluse. La filière française est parfaitement compétitive avec celles des pays comparables : les coûts de production en Allemagne par exemple se situent entre 40 et 70 €/MWh.

En France, les différents dispositifs de soutien s'étant succédés depuis 2002 ont permis le développement de la filière photovoltaïque (PV) à grande échelle, qui devient une filière très compétitive. Au 30 septembre 2018, le parc PV raccordé en France métropolitaine totalisait près de 8,4 GWc de puissance installée pour une production de 10,2 TWh en un an, soit 2,1 % de la consommation électrique française.

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

Tableau 12: Parts de marché des 3 fournisseurs historiques les plus significatifs (en nombre de sites au 31 décembre 2018)

Tous segments	Segment des grands sites non résidentiels	Segment des sites moyens non résidentiels	Segment des petits sites non résidentiels	Segment des sites résidentiels
76%	65%	67%	77%	76%

Source : Données 2018, GRD, RTE, Analyses CRE

Tableau 13 : Parts de marché des 3 fournisseurs alternatifs les plus significatifs (en nombre de sites au 31 décembre 2018)

Tous segments	Segment des grands sites non résidentiels	Segment des sites moyens non résidentiels	Segment des petits sites non résidentiels	Segment des sites résidentiels
19%	21%	25%	21%	19%

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

Tableau 14: Parts de marché des 3 fournisseurs historiques les plus significatifs en volume (au 31 décembre 2018)

Tous segments	Segment des grands sites non résidentiels	Segment des sites moyens non résidentiels	Segment des petits sites non résidentiels	Segment des sites résidentiels
64%	51%	67%	71%	79%

Source : Données 2018, GRD, RTE, Analyses CRE

Tableau 15 : Parts de marché des 3 fournisseurs alternatifs les plus significatifs en volume (au 31 décembre 2018)

Tous segments	Segment des grands sites non résidentiels	Segment des sites moyens non résidentiels	Segment des petits sites non résidentiels	Segment des sites résidentiels
18%	31%	24%	26%	17%

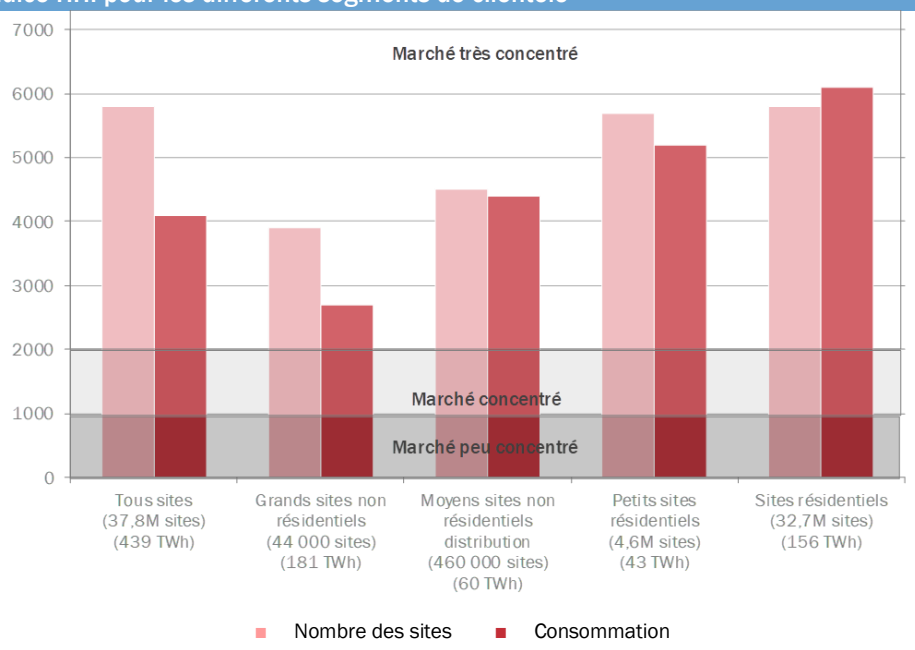
Source : Données 2018, GRD, RTE, Analyses CRE

2.2.2.1.4 La concentration du marché

Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)[33] 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 2018, la concentration du marché a diminué sur tous les segments en volume et en sites. Le marché de détail de l'électricité reste néanmoins un marché très concentré en termes de sites, notamment sur le segment résidentiel qui est le segment le plus concentré.

Graphique 9 : Indice HHI pour les différents segments de clientèle



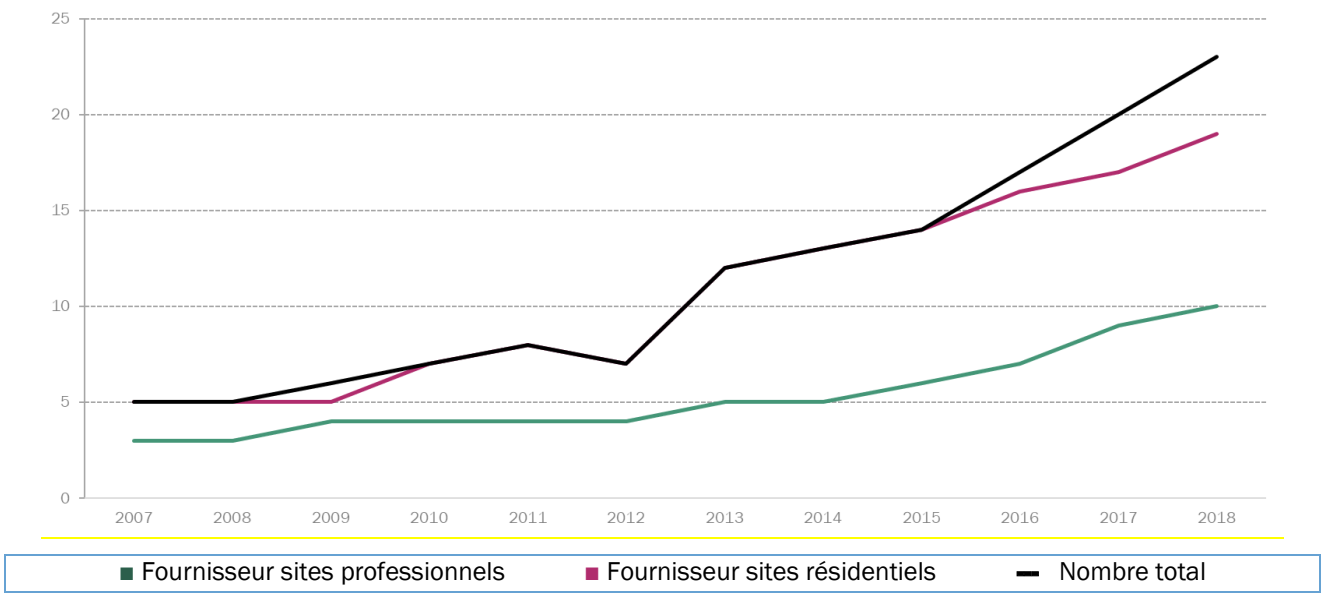
Source : GRD, RTE – Analyse : CRE

2.2.2.1.5 Les fournisseurs

Au 31 décembre 2018, 27 fournisseurs nationaux et déclarés auprès de la CRE possédaient au moins un client résidentiel en portefeuille. Le nombre de fournisseurs proposant des offres aux sites résidentiels a doublé en 2 ans. Sur le segment non résidentiel, 34 fournisseurs nationaux sont déclarés fin 2018, ce nombre est également en forte augmentation depuis 2 ans.

Graphique 10: Les fournisseurs nationaux d'électricité

[33] 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.



Source : énergie-info.fr, Analyses CRE

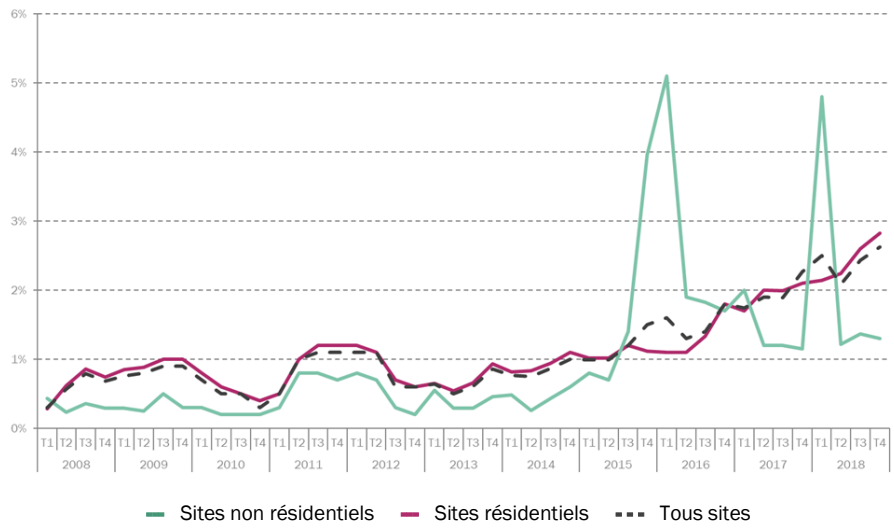
2.2.2.1.6 Analyse des taux de changement de fournisseur

Le changement de fournisseur est défini comme l'action par laquelle un consommateur change de fournisseur. Un switch est considéré comme le mouvement librement choisi d'un client (défini en termes d'un contrat ou les points d'approvisionnement et la quantité d'électricité ou de gaz associé au contrat) d'un fournisseur à un autre. L'activité de switch est définie comme le nombre de changements dans une période de temps donnée. Le taux de switch est alors le ratio du nombre de changements de fournisseurs ajouté aux mises en services 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 sur le segment résidentiel a progressé à un rythme continu depuis 2013. En 2018, le taux de switch annuel s'élève à 9,8 % en électricité pour le segment résidentiel et de 8,7 % pour le segment non résidentiel. Le début de l'année est une période de renouvellement de contrats pour les sites non résidentiels ce qui explique le pic concernant le taux de switch sur le premier trimestre de l'année 2018.

Graphique 11: Taux de switch trimestriel



Source : Données 2018, 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***

Conformément aux dispositions des articles L. 337-7 et suivants du code de l'énergie, les clients dont la puissance est inférieure ou égale à 36 kVA peuvent choisir à tout moment entre une offre aux tarifs réglementés de vente et une offre de marché. Cette catégorie de clients correspond principalement aux clients résidentiels et petits professionnels, éligibles aux tarifs réglementés de vente « bleus ».

Ces clients peuvent changer d'offre à tout moment, sans délai et sans frais, pour une offre à prix de marché ou pour un tarif réglementé de vente de même caractéristiques de consommation. En cas de modification de la puissance souscrite ou du dispositif de comptage, des frais additionnels peuvent s'ajouter, comme prévu par le catalogue des prestations d'Enedis.

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

Selon les dispositions 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.

Il existe des cas particuliers : les clients aux tarifs bleus ayant une puissance souscrite strictement supérieure à 36 kVA, et les clients aux tarifs jaunes et verts ayant une puissance souscrite inférieure ou égale à 36 kVA. Ceux-ci représentent un nombre limité de clients. Leur éligibilité aux tarifs réglementés est précisée dans la délibération de la CRE du 27 novembre 2014.

- ***Les tarifs sociaux***

Les clients résidentiels dont les ressources ouvrent droit au bénéfice de l'ACS (Assurance Complémentaire Santé), à la Couverture Maladie Universelle Complémentaire (CMU-C) ou répondant au critère de revenu fiscal de référence établi par la loi n° 2013-312 du 15 avril 2013 peuvent bénéficier des tarifs sociaux auprès de tous les fournisseurs. A noter que ces tarifs sociaux ont été remplacés en 2018 par un dispositif de chèque énergie.

2.2.2.2.2 Les tarifs réglementés de vente

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

Les tarifs règlementés 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.

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).

Deux mouvements tarifaires ont eu lieu en 2018, le premier le 1er février 2018 et le deuxième au 1er août 2018.

Ces mouvements ont entraîné les évolutions du niveau moyen hors taxes suivants :

- +0,7% pour les tarifs bleus résidentiels et +1,6% pour les tarifs bleus professionnels au 1er février 2018
- -0,5% pour les tarifs bleus résidentiels et +1,1% pour les tarifs bleus professionnels au 1er août 2018.

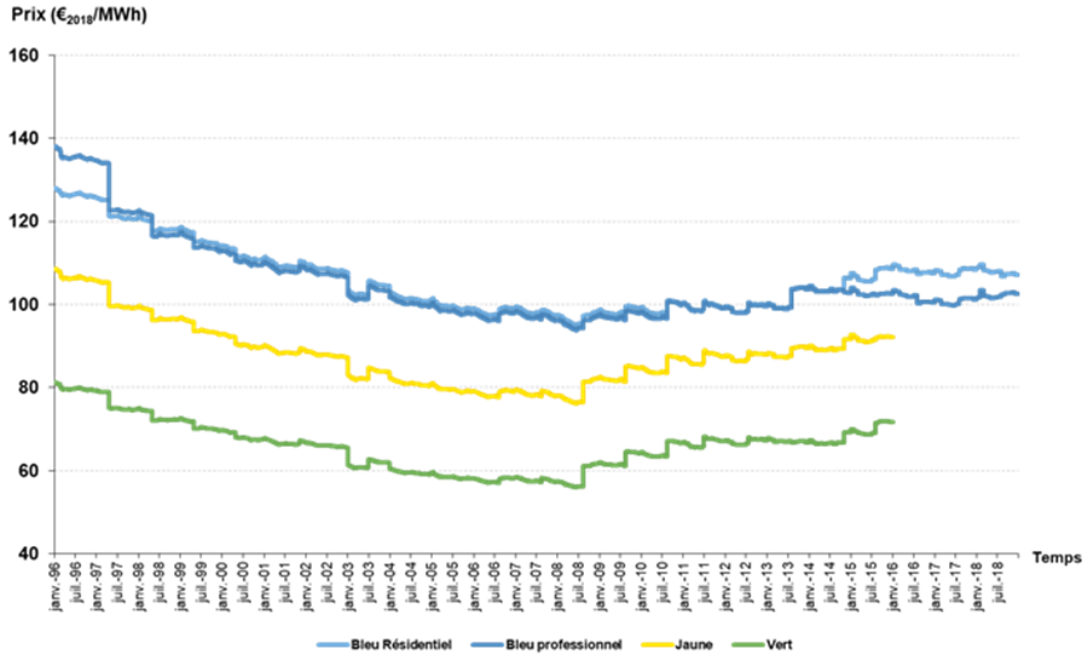
Le mouvement s'accompagne d'une évolution en structure des tarifs, afin d'atteindre progressivement une structure tarifaire construite par empilement. Les évolutions depuis 2008, prévues par arrêtés tarifaires, des niveaux des tarifs réglementés de vente en moyenne hors taxes et par couleur tarifaire en France sont présentées dans le tableau ci-après :

Tableau 16 : Augmentation des tarifs réglementés de vente en 2018 par rapport à 2017 (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 %
1er juillet 2011	+1,7 %		+3,2 %	+3,2 %
23 juillet 2012	+2,0 %		+2,0 %	+2 %
1er août 2013*	+5,0 %		+2,7 %	+0,0 %
1er novembre 2014*	+2,5 %	-0,7 %	+2,5 %	+3,7 %
1er août 2015	+2,5 %	+0,0 %	+0,9 %	+4,0 %
1er août 2016*	- 0,5 %	- 1,5 %		
1er août 2017 *	+1,7%	+1,7%		
1er février 2018	+0,7%	+1,6%		
1er août 2018	- 0,5 %	+1,1%		
**Hausse moyenne tenant compte d'une modification tarifaire en structure*				

Source : CRE

Graphique 12 : Evolution du Tarif Réglementé de Vente de vente de l'électricité hors taxes en euros constants 2018



Source : Analyse CRE

Composantes de la facture de clients type aux tarifs réglementés de vente d'électricité tels que proposés au 31 décembre 2018

Le tableau suivant présente la décomposition de la facture de clients type aux tarifs réglementés de vente d'électricité au 31 décembre 2018 (les hypothèses de consommation pour ces clients types sont présentées en dessous du tableau).

Les niveaux des contributions et des taxes retenues sont présentés ci-après :

Tableau 17:Facture aux tarifs réglementés de vente d'électricité au 31 décembre 2018

	Dc	Ia
Tarif intégré HT (hors CTA)	114,1	105,2
dont Tarif réseau (TURPE 5 au 1er août 2017)	53,9	45,4
dont Part fourniture	60,2	59,9
CTA*	4,7	3,2
TCFE **	9,6	9,6
CSPE ***	22,5	22,5
TVA ****	25,8	25,3
Tarif TTC	176,6	165,8

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.
Les tarifs réglementés pour les clients dont la puissance souscrite est supérieure à 36kVA ont été supprimés au 1er janvier 2016. La CRE ne présente plus que des décompositions de prix relatives au client type « Dc » (comme dans ses derniers rapports) ainsi que pour un client de type « Ia ».
La définition des clients type est celle d'Eurostat :
Dc : client résidentiel consommation entre 2500 et 5000 kWh (3 500 KWh – option TRVE Base 6kVA)

la : client industriel consommation inférieure à 20 MWh (10 MWh – option TRVE Heures Pleines / Heures Creuses 12kVA
-consommation répartie à 65% en heures pleines et 35 en heures creuses)
(*) La CTA (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. Le montant de la CTA est égal à 27,04% (hors TVA) de la partie fixe du tarif d'acheminement appliqué par les gestionnaires des réseaux de distribution d'électricité. Celui-ci dépend du tarif d'acheminement choisi par le fournisseur pour ses clients.
(**)
Les Taxes sur la Consommation Finale d'Electricité (TCFE) sont définies par chaque commune et chaque département. Ces taxes sont payées par tous les consommateurs d'électricité dont la puissance maximale souscrite est inférieure ou égale à 250 kVA. Depuis le 1er janvier 2016, les TCFE se déclinent en :
1. Taxe Communale sur la Consommation Finale d'Électricité (TCCFE) ;
2. Taxe Départementale sur la Consommation Finale d'Électricité (TDCFE).
(***)
La Contribution au service public de l'énergie (CSPE) est perçue pour le compte des douanes et intégrée en tant que recette au budget de l'État. Elle s'élève à 22,5 €/MWh depuis le 1er janvier 2016.

(****) Au 31 décembre 2018, le taux de TVA réduit de 5,5% s'appliquait sur :
• La part abonnement hors taxes du tarif ;
• La CTA.
Au 31 décembre 2018, le taux de TVA à 20,0% s'appliquait sur :
• La part variable hors taxe du tarif ;
• La CSPE ;
• La TCFE.
Remarques sur les hypothèses de calcul :
• la part réseau de la facture est calculée par application du tarif d'utilisation des réseaux de distribution appliqué au 1er août 2018 ;
• le tarif intégré HT est calculé par application des barèmes tarifaires appliqué au 1er août 2018 ;
• la part fourniture de la facture est obtenue par différence entre la facture totale hors taxes et la facture réseau.
La description de ces taxes et contributions est également disponible sur le site de la Direction Générale de l'Energie et du Climat.
NB : Les taxes et les contributions s'appliquent de la même manière pour les tarifs réglementés et pour les offres de marché.

2.2.2.2.3 Les offres de marché

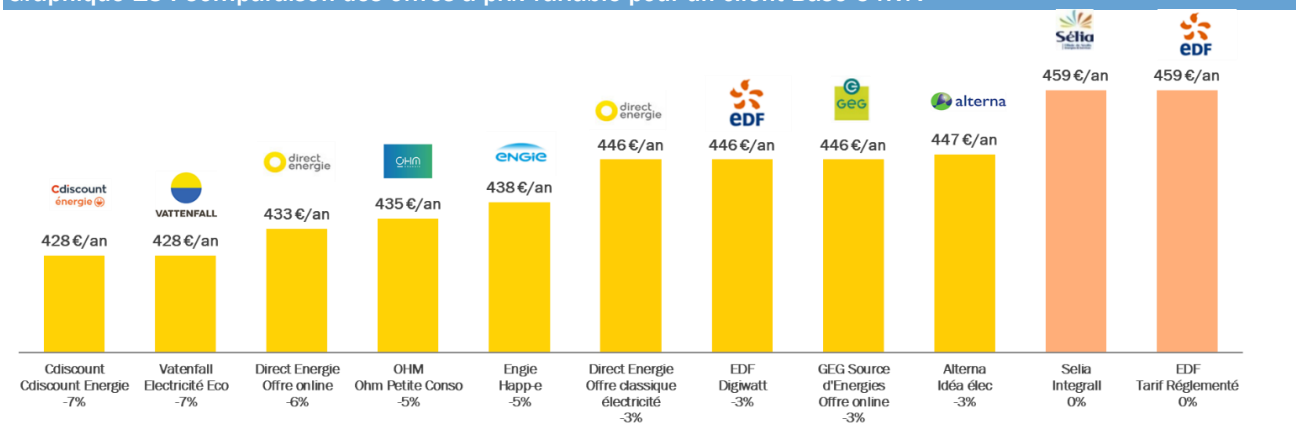
L'ensemble des clients sont depuis 2007 éligibles à des offres de marché. Pour construire leurs offres de marché, les fournisseurs s'approvisionnent notamment à l'ARENH ou sur le marché de gros.

Pour les clients résidentiels, deux types d'offres de marché existent sur le marché, les offres de marché à prix variable dont le prix est défini par rapport au tarif réglementé de vente et les offres à prix fixe, indépendant des tarifs réglementés de vente (dont le prix est fixé pour une durée d'au moins un an ici).

Les offres proposées par les fournisseurs sont comparées ci-dessous 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. Les offres présentées ont été déclarées au préalable volontairement par chacun des fournisseurs sur le comparateur d'offre du site www.energie-info.fr. Il est donc possible que les offres présentées ne soient pas complètement exhaustives.

Les offres sont comparées par rapport au tarif réglementé de vente d'EDF. Par exemple, au 31 décembre 2018, pour le client Base, l'offre à prix variable la moins chère était proposée par Direct Energie (428€/an soit -6% par rapport au TRV) et la plus chère par Enercoop (551€/an soit +21% par rapport au TRV).

Graphique 13 : Comparaison des offres à prix variable pour un client Base 6 kVA



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

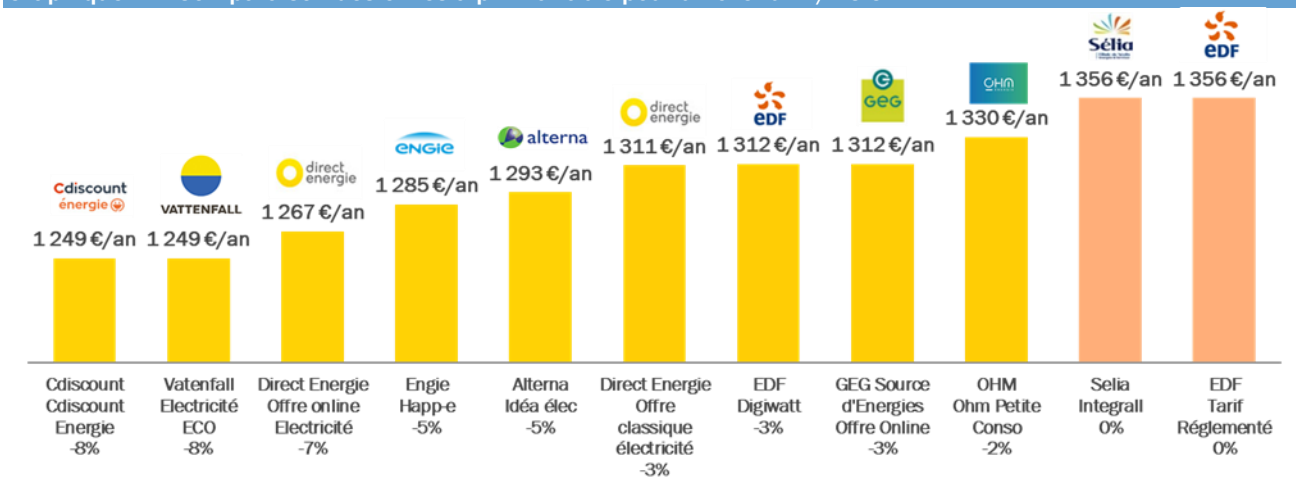
Source: Comparateur d'offres énergie-info

Graphique 14 : Comparaison des offres vertes à prix variable pour un client Base 6 kVA

■ 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

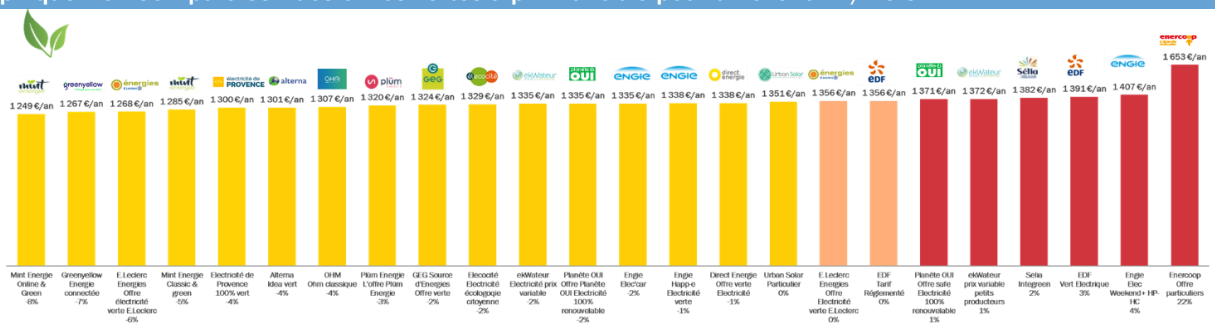
Graphique 15: Comparaison des offres à prix variable pour un client HP/HC 9 kVA



■ 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

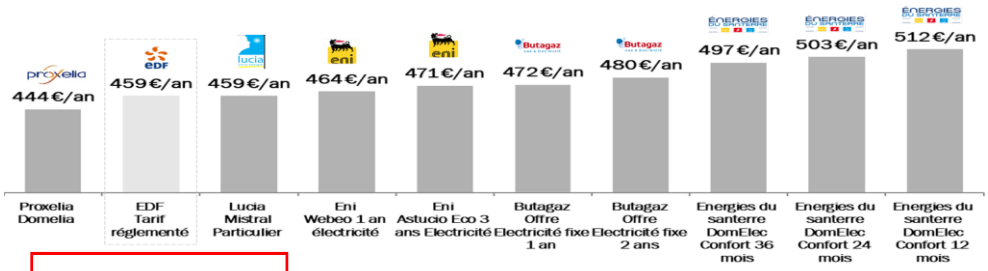
Graphique 16 : Comparaison des offres vertes à prix variable pour un client HP/HC 9 kVA



■ 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

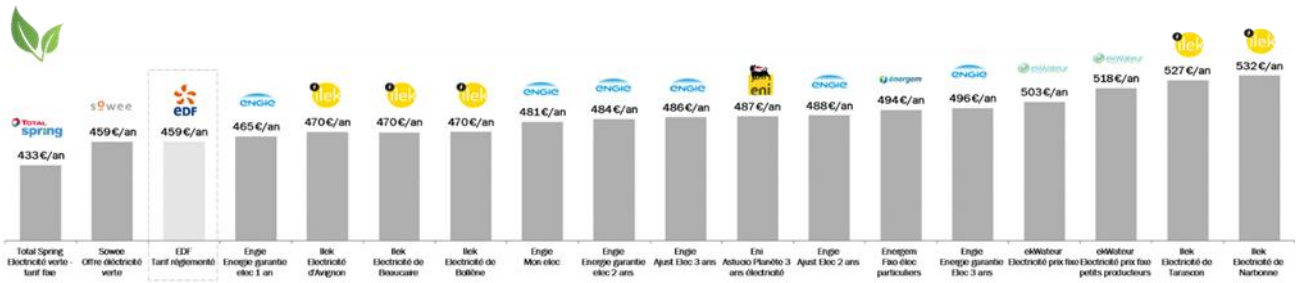
Graphique 17 : Comparaison des offres à prix fixe pour un client Base 6 kVA



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

Source: Comparateur d'offres énergie-info

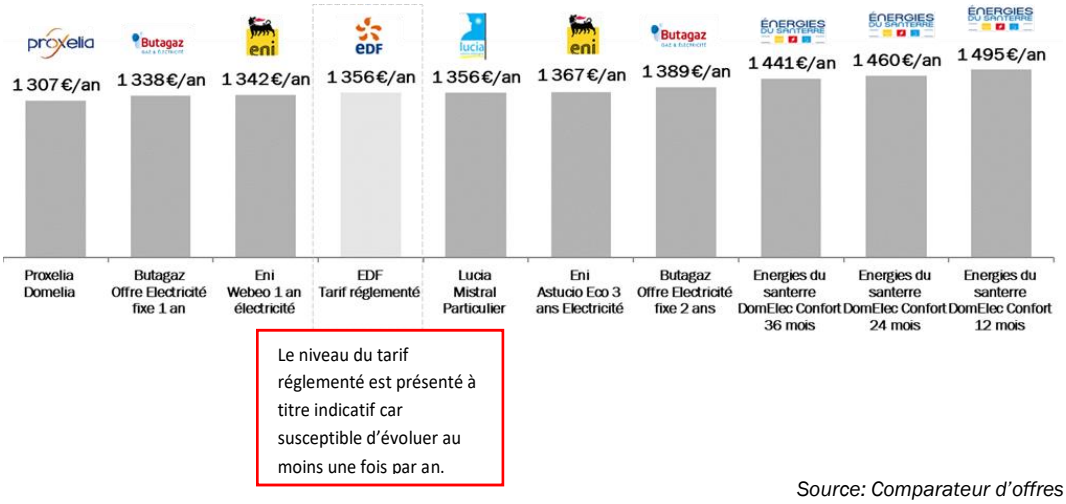
Graphique 18: Comparaison des offres vertes à prix fixe pour un client Base 6 kVA



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

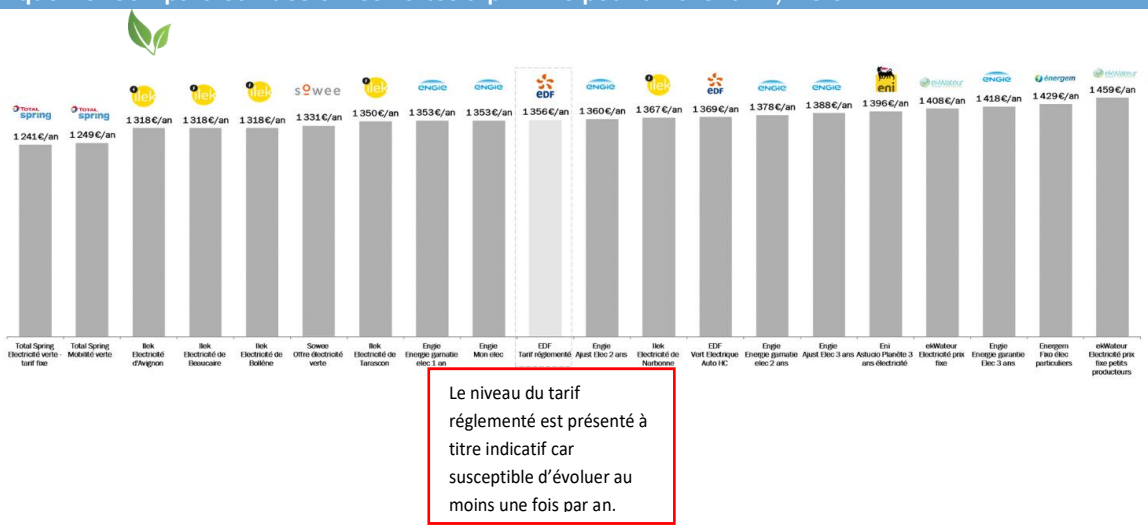
Source: Comparateur d'offres énergie-info

Graphique 19: Comparaison des offres à prix fixe pour un client HP/HC 9 kVA



Source: Comparateur d'offres énergie-info

Graphique 20: Comparaison des offres vertes à prix fixe pour un client HP/HC 9 kVA



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 d'électricité s'est élevée à près de 474 TWh en 2018. Elle est plutôt stable depuis plusieurs années.

L'édition 2017 du bilan prévisionnel de RTE fournit des prévisions relatives à l'équilibre offre-demande à moyen (horizon 2022) et long terme (horizon 2035). RTE a publié une mise à jour sur la période 2019-2023 par le bilan prévisionnel édition 2018 sous la forme de variantes.

Le bilan prévisionnel 2017 prévoit que la consommation et la pointe de consommation dite « à une chance sur dix » suivent une trajectoire décroissante sur les 5 prochaines années. Les principales raisons sont la stabilisation du

chauffage électrique et la progression de l'efficacité énergétique. Cette trajectoire orientée à la baisse se poursuivrait par la suite, sauf à ce que les transferts d'usage se développent de façon très marquée, notamment dans les transports, l'activité tertiaire ou l'industrie.

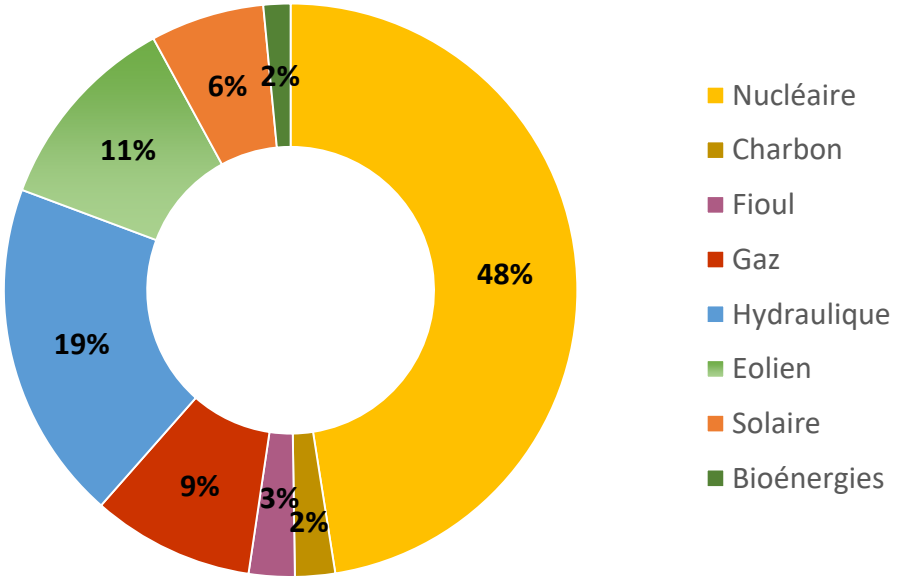
Ainsi, la consommation d'électricité pourrait diminuer pour atteindre 410 à 440 TWh à l'horizon 2035 (trajectoires intermédiaires). La consommation à la pointe est également anticipée à la baisse, la pointe « à une chance sur dix » pouvant s'établir entre 87 et 93 GW à l'horizon 2035 (trajectoires intermédiaires).

Dans l'actualisation de 2018, RTE étudie des variantes fondées sur une stabilisation de la demande, voire sur un rebond conjoncturel.

2.3.1.2 Évolutions relatives à l'offre d'électricité

Au 31 décembre 2018, la capacité totale des moyens de production électrique installés en France continentale s'élevait à 133 GW.

Graphique 21 : Le parc électrique installé en France au 31 décembre 2018



Source : RTE

Le bilan prévisionnel 2017 de RTE comprend notamment deux évolutions marquantes :

- à moyen terme, l'analyse de RTE montre que pour atteindre l'objectif de 50 % de nucléaire en 2025, la fermeture des centrales au charbon devrait être repoussée au-delà de 2025 (sauf à remplacer ces dernières par des centrales à gaz) ;

- à long terme, les scénarios explorés par RTE supposent tous que l'objectif de 40 % de production d'électricité renouvelable à l'horizon 2035. L'accomplissement de la transition énergétique est donc considéré comme une contrainte exogène à la construction des scénarios étudiés.

L'actualisation de 2018 analyse en détail la transition entre la fermeture des deux tranches de la centrale de Fessenheim et la mise en service de l'EPR de Flamanville, ainsi que l'impact de la durée des visites décennales sur l'équilibre offre-demande. Elle analyse également différentes sensibilités autour des paramètres clés du mix énergétique, notamment s'agissant des EnR ou des marges disponibles dans les pays avoisinant la France. Enfin, elle intègre certaines évolutions des politiques publiques. En particulier, la fermeture du parc thermique au charbon a été annoncée par le Gouvernement comme devant intervenir d'ici à 2022.

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

L'équilibre offre-demande sera très dépendant de l'évolution des capacités installées des filières thermiques à flamme.

Si le système électrique français présentera des marges de capacité importantes en cas de prolongation des parcs nucléaire et charbon (de l'ordre de 4,6 GW en 2021-2022), cette marge pourrait diminuer à l'horizon 2025 en cas de fermeture des centrales à charbon et/ou de réduction de la part du nucléaire à 50 %. RTE estime que l'atteinte simultanée de ces deux objectifs à l'horizon 2025 n'est pas compatible avec le maintien de la sécurité d'approvisionnement.

L'actualisation de 2018 confirme les difficultés potentielles que pourrait rencontrer le système électrique français à moyen terme. Les marges de capacités pourraient passer sous la barre des 0 dans le « cas de base », dans lequel les visites décennales sont plus longues que prévues. La confirmation de la tendance baissière de la demande pourrait soulager les tensions sur le système électrique. A l'inverse, différentes sensibilités analysées sur le mix de production et les effacements pourraient avoir un impact négatif sur les marges. Enfin, la situation des pays voisins aura également un impact notable.

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 par le biais d'automatismes (réglages primaire – FCR et secondaire – aFRR), soit par l'action manuelle des opérateurs (réglage tertiaire – mFRR et RR). La CRE approuve, d'une part, les règles relatives (i) aux services système fréquence et (ii) à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au recouvrement des charges d'ajustement et, d'autre part, les méthodes de calcul des écarts et les charges relatives aux contractualisations de RTE.

En 2018, la CRE a ainsi approuvé des modifications concernant notamment :

- Les modalités de participation des installations de stockage aux réserves primaire et secondaire ;
- Les évolutions de la coopération FCR prévues au 1er juillet 2019 et 2020 et leur déclinaison dans les règles nationales ;
- Une baisse de la puissance minimale des offres qui peuvent être déposées sur le mécanisme d'ajustement (mFRR et RR) de 10 MW précédemment à 1 MW.

2.3.2.1.2 Le mécanisme de calcul des écarts et prix associés

Tout acteur voulant effectuer des transactions d'énergie utilisant le réseau de RTE doit signer un accord de rattachement à un responsable d'équilibre, entité chargée du paiement des écarts observés au sein de son périmètre. Les écarts des responsables d'équilibre sont calculés sur chaque demi-heure de la journée, 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 a lieu 3 semaines après le temps réel et un deuxième calcul, plus précis et utilisant l'ensemble des données de comptage, intervient 14 mois après le temps réel. L'année 2018 a été marquée par l'introduction du profilage dit « dynamique » pour le deuxième processus. Le profilage dynamique utilise des panels de consommateurs relevés en courbes de charge en lieu et place de profils « statiques » utilisant des coefficients figés pour une période donnée. La CRE a par ailleurs délibéré en 2018 sur l'application du même prix de règlement des écarts aux deux processus dès 2020, ce qui n'est pas le cas aujourd'hui.

Enfin, la CRE a fait évoluer le coefficient « k » utilisé pour le calcul du prix de règlement des écarts (présenté en détail dans le tableau ci-dessous), de 0,08 à 0,05 au 1er janvier 2019, réduisant ainsi l'écart entre le prix de règlement des écarts positifs et négatifs.

Tableau 18 : 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 BAISSE *(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 ;
- k est un paramètre visant à équilibrer sur un an les flux financiers liés au paiement des ajustements et au règlement des écarts.

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

2.3.2.1 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. Un marché secondaire de garanties de capacité est organisé par EPEX SPOT.

2 enchères portant sur l'année de livraison 2018 se sont tenues en novembre et décembre 2017. Le prix de référence marché, utilisé pour le calcul des écarts en capacité, s'est établi à 9 343 €/MW.

3. LE MARCHE DU GAZ

3.1 L'accès aux infrastructures de gaz naturel

3.1.1 L'indépendance des gestionnaires de réseaux

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

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

Depuis juillet 2011, GRTgaz appartient à Engie à hauteur de 75 % et à un consortium public composé de la Caisse des Dépôts et Consignations (CDC), de CDC Infrastructures et de CNP Assurances à hauteur de 25 %. GRTgaz opère un réseau de canalisations long d'environ 32 000 km, divisé en deux zones d'équilibrage (zone Nord et zone Sud depuis le 1er janvier 2009). GRTgaz achemine environ 600 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 GIC, un fonds d'investissement de l'état singapourien, à hauteur de 18 % par EDF et à hauteur de 10 % par Predica, Prévoyance Dialogue du Crédit Agricole S.A. Teréga achemine environ 100 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.

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, 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 2018, 70 contrats conclus entre GRTgaz et l'EVI ou entre GRTgaz et les sociétés contrôlées par l'EVI ont été examinés par la CRE, et 10 contrats ont été examinés par la CRE au 1er semestre 2019. 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. 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.

Enfin, la CRE a examiné au premier semestre 2017 le maintien de la certification de GRTgaz dans le cadre de l'opération d'acquisition de la société Elengy (gestionnaire et exploitant de terminaux méthaniers) par GRTgaz, et a pris une délibération approuvant la conformité de la situation de GRTgaz et des contrats liés à l'opération le 6 juillet 2017.

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

Comme GRTgaz, Teréga a été certifié par la CRE en tant que gestionnaire de transport indépendant de l'entreprise verticalement intégrée (modèle OU) le 26 janvier 2012. 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.

Enfin, la CRE a étudié courant 2015 le maintien de la certification de TIGF en modèle de séparation patrimoniale suite à l'acquisition de 10% du capital de TIGF par la société Prédica et a pris une délibération approuvant la conformité de la situation de TIGF le 4 février 2016.

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.

Teréga a transmis à la CRE, conformément à cette délibération, l'exhaustivité des ordres du jour des réunions des conseils d'administration et des assemblées générales des actionnaires de Teréga (Teréga S.A.S. et Teréga Holding). Enfin, Teréga a adressé à la CRE un rapport annuel sur la conformité de l'organisation et du fonctionnement des organes de gouvernance avec les conditions de la décision de certification pour chacun des actionnaires susmentionnés.

Enfin, 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 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.

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.

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 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 deux reprises :

- 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 ;

- 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.

Par ailleurs, 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.

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.

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 onzième 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 février 2019. La CRE y a relevé des évolutions positives sur les années 2017 et 2018 et 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 sur la rédaction des lignes directrices concernant la participation des salariés GRTgaz aux évènements organisés par Engie et sur la finalisation de la convention de conversion des actions de performance Engie en bonus GRTgaz. GRTgaz a internalisé une partie du CRIGEN d'Engie pour créer RICE (*Research and Innovation Center for Energy*), la Direction de la R&D de GRTgaz, améliorant ainsi son indépendance vis-à-vis de sa maison mère.

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

On compte en France 26 gestionnaires de réseaux de distribution de gaz naturel (GRD), de tailles très inégales, alimentant environ 11,5 millions de consommateurs en France. Tandis que GRDF assure la distribution de plus de 96 % des quantités de gaz naturel distribuées en France, Régaz-Bordeaux et Réseau GDS assurent chacun la distribution d'environ 1,5 % du marché, tandis que les 23 autres 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, Réseau 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, Réseau GDS et Régaz-Bordeaux).

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 onzième édition de son rapport sur le respect des codes de bonne conduite et sur l'indépendance des gestionnaires de réseaux (RCBCI) publiée en février 2019, que les gestionnaires de réseaux de distribution de gaz ont mis en œuvre de nombreuses actions pour remédier à une majorité des situations de non-conformité qui avaient été identifiées dans son précédent rapport. Elle note notamment les évolutions organisationnelles mises en œuvre par Régaz ainsi que les actions engagées par Réseau-GDS pour assurer que ces distributeurs soient effectivement indépendants de toute activité de production ou de fourniture de gaz naturel.

La CRE a observé dans ce même rapport que GRDF a également mis en œuvre la majorité des améliorations attendues relatives à son indépendance vis-à-vis de sa maison-mère, concernant en particulier la désimbrication de ses systèmes d'information avec ceux d'Engie IT, et la fin de la majorité des contrats qui permettaient la mise à disposition par Engie de cadres dirigeants.
GRTgaz et GRDF ont enfin tous deux fait l'objet d'une demande de la CRE dans le rapport RCBCI, visant à ce que les deux gestionnaires de réseaux lui soumettent chacun une convention, signée avec Engie, qui cadre la nature des informations financières remontées par les gestionnaires de réseau à leur maison-mère dans le cadre du dialogue de gestion avec cette dernière.

La CRE note également dans son rapport la quasi-inexistence de concurrence sur le segment résidentiel dans les territoires des entreprises locales de distribution (ELD) de gaz, similairement au cas des ELD d'électricité, bien que ces dernières respectent la plupart des règles formelles d'indépendance et de bonne conduite. Ainsi, sur les territoires des ELD de gaz, 400 000 clients ne peuvent véritablement faire jouer la concurrence.

3.1.1.3 Les travaux de la CRE pour mettre fin à la confusion entre la marque d'un gestionnaire de réseau et celle d'un fournisseur appartenant au même groupe

En avril 2015, la maison mère de GRDF avait annoncé un changement de sa marque commerciale GDF SUEZ en ENGIE. Dans sa délibération du 23 juin 2015, la CRE a considéré que « *le changement du nom de GDF SUEZ en ENGIE est de nature à résoudre la question de la confusion entre GRDF et sa maison-mère, fournisseur historique de gaz naturel* ».

Toutefois, en septembre 2015, Engie a annoncé à la CRE qu'il utiliserait la marque Tarif Règlementé Gaz GDF SUEZ dans les supports de communication destinés aux clients particuliers au TRV pour leur permettre de distinguer les tarifs règlementés des offres de marché. La CRE considère que cette décision constitue un changement important mettant en cause les conclusions de sa délibération du 23 juin 2015.

Cette nouvelle marque s'inscrit dans une stratégie de communication susceptible de recréer le risque de confusion qui avait été écarté avec l'apparition de la marque Engie. En effet, dans ses échanges avec ses clients au TRV, sur les factures notamment, Engie fait référence à la fois à GDF SUEZ et à GRDF. De plus, Engie a créé un onglet spécifique Tarif Règlementé Gaz GDF SUEZ sur son site internet.

La CRE considère que ces pratiques sont susceptibles de créer, ou d'entretenir, un risque de confusion de nature à porter atteinte aux dispositions de l'article L. 111-64 du code de l'énergie. A ce titre, elle a demandé à Engie de supprimer, d'ici le 30 juin 2018 au plus tard, toute référence à GDF SUEZ dans le cadre de la commercialisation des TRV et de leur mise en œuvre. Cette demande a été suivie d'effet, la société Engie ne faisant plus aucune référence à GDF SUEZ dans le cadre de la commercialisation des TRV et de leur mise en œuvre depuis le début de l'année 2018, supprimant ainsi le risque de confusion.

3.1.2 Les aspects techniques

3.1.2.1 Le système de comptage évolué de GRDF

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 cinq délibérations de la CRE, une en 2009, une en 2011, deux en 2013[34] et une en 2014[35], précédées chacune d'une consultation publique.

Début 2016, GRDF a lancé la phase pilote de déploiement de ses compteurs évolués Gazpar, portant sur environ 150 000 compteurs répartis sur 4 régions. En septembre 2016, cette phase pilote s'est élargie aux fournisseurs et à leurs clients afin de tester les fonctionnalités autour des données de consommation. Le lancement du déploiement industriel, initialement prévu début janvier 2017, a été décalé au 2 mai 2017 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'en 2022 avec un objectif de 95 % de compteurs évolués déployés.

Deux ans après le lancement de la généralisation du déploiement du projet « Gazpar », plus de 3,3 millions de compteurs évolués étaient posés à la fin du mois d'avril 2019, en ligne avec la trajectoire prévue.

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

La CRE publie depuis 2009 un rapport annuel sur le bilan de la régulation incitative de la qualité de service des opérateurs de réseaux de gaz et d'électricité. La septième édition de ce rapport, portant sur la période allant du 1er janvier au 31 décembre 2015, a été publiée par la CRE le 2 février 2017. Les gestionnaires de réseaux publient également régulièrement les résultats des indicateurs de qualité de service sur leurs sites internet destinés au grand public. En complément à ces publications, la CRE a demandé à l'ensemble des gestionnaires de réseaux d'élaborer, à compter du 1er janvier 2016, un rapport annuel *ad hoc* relatif à l'analyse qualitative de la totalité de leurs indicateurs de qualité de service.

Les tarifs de transport (dits « tarifs ATRT6 ») en vigueur depuis le 1er avril 2017 comportent 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 quinze indicateurs, dont cinq, 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 cinq 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 2018, la régulation incitative de la qualité de service de GRTgaz et Teréga a généré des bonus globaux de, respectivement, 1774 k€ et 605 k€. Les niveaux de ces bonus générés au titre de l'année 2018 sont supérieurs pour GRTgaz à ceux perçus au titre de l'année 2017 de 1042 k€ et inférieurs à pour Teréga à ceux perçus au titre de l'année 2017 de 766 k€. Ces écarts s'expliquent pour GRTgaz par une amélioration de la qualité des quantités intra-journalières mesurées aux points de livraison des consommations et transmises le lendemain et d'une meilleure mise à disposition des cinq informations les plus utilises à l'équilibrage. Pour Teréga, ces écarts s'expliquent par une détérioration de la qualité des quantités intra-journalières mesurées aux points de livraison des consommations et transmises le lendemain et de la qualité des quantités intra-journalières télérelevées aux point de livraison des consommateurs et transmises le jour même.

[34] 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 […].* »

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

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

- ***Qualité de service de GRDF***

Le tarif ATRD5 de GRDF, entré en vigueur au 1er juillet 2016, a reconduit en le faisant évoluer le mécanisme de régulation incitative de la qualité de service introduit dans le tarif précédent (ATRD4). 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 ATRD5 la liste des indicateurs de qualité de service suivis en cohérence avec les pratiques opérationnelles de GRDF ainsi qu'avec les recommandations de la CRE faites dans son rapport 2013-2014 relatif au respect des codes de bonne conduite et à l'indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel. Désormais GRDF suit 31 indicateurs dont 18 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[36], 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 ces seuils correspondent à des situations exceptionnelles qui justifient l'interruption du mécanisme de régulation incitative.

Dans le but d'offrir une meilleure visibilité à GRDF et aux acteurs de marché, la CRE a établi une liste de neuf indicateurs parmi les 18 faisant l'objet d'une incitation financière, dont les définitions, les niveaux d'objectifs et d'incitations financières seront fixés pour l'ensemble de la période tarifaire ATRD5.

A l'occasion des travaux préparant l'entrée en vigueur du prochain tarif de GRDF (tarif ATRD6), la CRE travaille avec les opérateurs à ajuster la liste des indicateurs et interroger la pertinence de supprimer ou introduire certaines incitations financières. GRDF doit par exemple mettre à disposition des personnes publiques les données disponibles de consommation et de production de gaz naturel et de biométhane. La CRE considère que la transmission de ces données constitue un enjeu important qui pourrait faire l'objet d'un suivi particulier : de nouveaux indicateurs seront donc mis en place pour le prochain tarif.

Sur l'année 2018, la régulation incitative de la qualité de service de GRDF a généré un bonus global de + 2,9 M€, soit + 0,8 M€ par rapport à l'année 2017.

- ***Qualité de service des ELD***

Les tarifs ATRD5 des ELD sont, quant à eux, entrés en vigueur au 1er juillet 2018. Les ELD disposent également d'un mécanisme de régulation incitative de la qualité de service, analogue à celui mis en place pour le tarif ATRD5 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 2018, la régulation incitative de la qualité de service des ELD a généré un bonus compris entre 0,6 k€ et 16,9 k€ pour l'ensemble des ELD, qui sont venus se déduire (pour les pénalités) ou s'ajouter (pour les bonus) au montant du CRCP de chaque ELD. Par ailleurs, les rendez-vous non tenus du fait du GRD ont généré pour les ELD des pénalités comprises entre 0 et 200 €. Ces pénalités ont été versées directement aux fournisseurs.

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

Le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga, dit tarif ATRT6, introduit une nouvelle répartition des coûts de raccordement au réseau de transport de gaz.

Pour chaque nouveau raccordement ou adaptation de poste, une « remise développement » peut être accordée au client. 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

[36] 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 et de taux de réponse aux réclamations de consommateurs dans les 30 jours calendaires pour lesquels seul un objectif de base est défini.

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.

La CRE mène actuellement les travaux d'élaboration des nouveaux tarifs de transport, de distribution et de stockage de gaz naturel.

Elle a pour cela lancé plusieurs consultations publiques. La première a été menée sur le cadre de régulation applicable aux opérateurs d'infrastructures régulées en France entre février et avril 2019[37]. Puis, en mars, la CRE a lancé deux consultations publiques sur la structure des tarifs des infrastructures gazières[38]. Des consultations publiques spécifiques au transport[39] et au stockage[40] de gaz ont été lancées le 23 juillet 2019, la CRE consultera spécifiquement sur le tarif de distribution à l'automne. Les décisions tarifaires sont attendues pour la fin de l'année 2019 pour le transport et le stockage, et en début d'année 2020 pour la distribution.

La tarification des réseaux 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. La France important la quasi-totalité du gaz qu'elle consomme, les conditions d'accès au marché français et son attractivité sont essentielles à la liquidité et à la profondeur de ce marché, et donc à sa capacité à révéler des prix du gaz reflétant l'équilibre entre l'offre et la demande.

La stratégie de la CRE a consisté depuis des années à simplifier le cadre tarifaire et à renforcer les interconnexions de façon à construire un marché du gros liquide et bien corrélé aux marchés de gros nord-ouest européens. La création d'une zone de marché unique en 2018 a marqué une étape importante. Pour autant, il demeure très important que le marché français, d'une part, conserve et renforce son attractivité pour le GNL et, d'autre part, reste corrélé avec les marchés nord-ouest européens.

La transition énergétique représente également un défi pour les opérateurs, avec notamment le développement de l'injection de biométhane dans les réseaux qui rendra nécessaire certaines adaptations des infrastructures gazières.

La CRE considère que la tarification des réseaux de transport de gaz doit prendre en compte ces enjeux, en plus des objectifs de simplicité, prévisibilité et continuité.

3.1.3.2 Les tarifs d'accès aux réseaux de transport

Le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de GRTgaz et Teréga, dit tarif ATRT6, s'applique depuis le 1er avril 2017, 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. A l'occasion de la mise à jour du tarif ATRT6 au 1er avril 2018,

[37] https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/Cadre-de-regulation-tarifaire-applicable-aux-operateurs-d-infrastructures-regulees-en-France
[38] https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/Structure-du-prochain-tarif-d-utilisation-des-reseaux-de-transport-de-gaz-naturel-de-GRTgaz-et-TEREGA
[39] https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/Prochain-tarif-d-utilisation-des-reseaux-de-transport-de-gaz-naturel-de-GRTgaz-et-Terega
[40] https://www.cre.fr/Documents/Consultations-publiques/Prochain-tarif-d-utilisation-des-infrastructures-de-stockage-souterrain-de-gaz-naturel-de-Storengy-Terega-et-Geomethane

la CRE a retenu une hausse moyenne de +3,0 % pour le tarif de GRTgaz, et de +4.6 % pour Teréga. Ces évolutions étaient proches de celles anticipées dans la trajectoire initiale ATRT6 (respectivement +2,8 % et +4,6 %).

A l'occasion de la mise à jour du tarif ATRT6 au 1er avril 2019, la CRE a retenu une hausse moyenne de +4,6 % pour le tarif de GRTgaz, et de +3,0 % pour Teréga.

Le tarif ATRT6 donne à GRTgaz et Teréga tous les moyens nécessaires pour répondre aux enjeux de la transition énergétique et prendre en compte les mutations du marché du gaz dans les prochaines années. Son niveau est fixé de manière à intégrer notamment les projets GRTgaz 2020 et Recherche et innovation de Teréga, à travers lesquels les GRT participent à la transition énergétique. Les évolutions liées au tarif ATRT6 s'inscrivent dans un cadre de maîtrise du niveau tarifaire du transport de gaz lié au contexte d'érosion de la demande.

De plus, la CRE mène actuellement les travaux d'élaboration du nouveau tarif pour la période 2020-2023. Elle a ainsi lancé trois consultations publiques au 1er semestre 2019. La première, lancée le 14 février 2019, traitait du cadre de régulation applicable aux infrastructures régulées pour la prochaine génération des tarifs. La deuxième, lancée le 27 mars 2019, portait sur la structure des tarifs d'infrastructures gazières (transport et distribution). La dernière, lancée le 23 juillet 2019, présente les orientations préliminaires de la CRE concernant le niveau des charges à couvrir et le niveau des tarifs en découlant. Elle vise également à présenter, sur la base de ses analyses et du retour des acteurs de marché, les orientations envisagées par la CRE concernant les propositions présentées dans les deux consultations publiques précitées.

Enfin, la création d'une zone de marché unique en 2018 a marqué la fin d'un long cycle d'investissements. La CRE considère que le réseau de transport français est maintenant suffisamment dimensionné. En outre, la stagnation de la consommation depuis 10 ans et sa baisse prévisible à l'horizon 2030, notamment dans le cadre des objectifs de transition énergétique, conduisent la CRE à être particulièrement vigilante à l'avenir dans l'examen de tout nouveau projet d'investissement qui sera soumis par les GRT.

3.1.3.2.1 La régulation incitative des charges d'exploitation

La trajectoire des charges nettes d'exploitation de GRTgaz et de Teréga est définie sur la période 2017 – 2020 et correspond à celle d'opérateurs efficaces. A partir du niveau retenu pour 2017, cette trajectoire est basée sur l'inflation et un coefficient d'évolution annuel qui intègre un objectif de productivité. Pour GRTgaz, le coefficient d'évolution a été fixé à +0,74% par an et pour Teréga à + 1,04% par an.

Les gains de productivité supplémentaires qui pourraient être réalisés par les GRT au-delà de la trajectoire fixée par le tarif ATRT6 (hors postes couverts par le CRCP) seront conservés intégralement par les GRT, comme pour le tarif ATRT5. De façon symétrique, les surcoûts éventuels seront intégralement supportés par les GRT.

Par ailleurs, le tarif ATRT6 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 2019 et 2020. Les conséquences éventuelles de nouvelles dispositions législatives ou règlementaires ou d'une décision juridictionnelle ou quasi-juridictionnelle pourront être examinées si le niveau des charges nettes d'exploitation retenues dans le tarif de GRTgaz ou de Teréga se trouvait modifié d'au moins 1%.

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 ATRT6 vise à améliorer la qualité du service rendu aux utilisateurs. La publication du tarif ATRT6 a été l'occasion de simplifier le dispositif existant (suppression de six indicateurs et de l'incitation financière d'un indicateur, fusion de deux indicateurs) et de renforcer des incitations.

3.1.3.2.3 La régulation incitative des investissements

L'article L. 452-3 du code de l'énergie donne la possibilité à la CRE de mettre en place « des mesures incitatives *appropriées à court ou long terme, pour encourager les opérateurs à améliorer leurs performances liées, notamment [...] à l'intégration du marché intérieur du gaz, à la sécurité d'approvisionnement [...]* ».

En conséquence, la CRE a mis en place un mécanisme d'incitation à la création de capacités aux interconnexions. Le mécanisme repose sur trois incitations distinctes :

- L'incitation financière à la réalisation des investissements d'interconnexion se matérialisera par l'attribution d'une prime fixe exprimée en euros et dont le montant sera défini par la CRE en amont de la décision d'engagement de dépenses du GRT. Cette prime fixe sera calculée en fonction du bénéfice pour la collectivité

estimée par la CRE sur la base d'une analyse coûts/bénéfices du projet. Elle sera versée à la mise en service du projet, ce qui constitue une incitation à la réalisation des investissements dans les meilleurs délais ;

- L'incitation à la minimisation des coûts de réalisation du projet prendra la forme d'une prime ou d'une pénalité, fixée en fonction du différentiel entre le coût cible du projet et le coût réalisé, conformément aux modalités définies pour les projets dont le budget est supérieur à 20 M€ (voir ci-dessous). Dans le cas où le coût réalisé dépasserait le coût cible, le montant de cette pénalité sur la rémunération globale de GRTgaz et Teréga pour les projets d'interconnexion sera limité de façon à ce que l'ensemble des incitations cumulées ne puissent conduire à une rémunération des capitaux engagés pour le projet inférieur au CMPC - 1 % ;
- L'incitation sur l'utilisation de l'ouvrage prendra la forme d'une prime ou d'une pénalité, calculée chaque année à compter de la mise en service de l'ouvrage, dont le niveau dépendra des capacités réellement souscrites par rapport aux capacités initialement envisagées par les GRT et retenues par la CRE dans le cadre de l'étude coûts/bénéfices ayant permis la fixation de la prime fixe. Dans l'hypothèse où les capacités souscrites seraient inférieures aux capacités initialement réservées, la pénalité ne pourra pas excéder l'équivalent de l'annuité de la prime fixe définie par la CRE en amont de la décision d'engagement de dépenses. La prime ou la pénalité sera appliquée pendant les dix premières années d'exploitation de l'infrastructure.

Les paramètres utilisés pour le calcul des primes et pénalités seront fixés dans une décision tarifaire *ad hoc* relative à chaque projet concerné.

- Par ailleurs, le mécanisme d'incitation à la maîtrise des dépenses d'investissements mis en place pour les projets Val de Saône et Gascogne-Midi est étendu à l'ensemble des projets dont le budget est supérieur à 20 M€. Ainsi, 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 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 90 % et 110 % du budget cible, aucune prime ni pénalité ne sera attribuée ;
- Si les dépenses d'investissement réalisées sont inférieures à 90 % du budget cible, le GRT bénéficiera d'une prime égale à 20 % de l'écart entre 90 % du budget cible et les dépenses d'investissement réalisées ;
- Si les dépenses d'investissement réalisées sont supérieures à 110 % du budget cible, le GRT supportera une pénalité égale à 20 % de l'écart entre les dépenses d'investissement réalisées et 110 % du budget cible.

Par ailleurs, le tarif ATRT6 a introduit 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.

Le mécanisme retenu consiste à définir, pour la période du tarif ATRT6, la trajectoire d'évolution de ces charges de capital qui seront exclues du périmètre du CRCP. Les gains ou les pertes réalisés seront donc conservés à 100 % par les opérateurs.

Pendant le tarif ATRT6, les charges de capital pour ces catégories d'actifs seront calculées à partir des valeurs prévisionnelles définies par la décision tarifaire. En fin de période, la valeur effective de ces immobilisations sera prise en compte dans la base d'actifs régulés (BAR) ce qui permettra, pour les périodes tarifaires suivantes, un partage de gains ou une mutualisation des surcoûts avec les utilisateurs.

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

Pour la période tarifaire ATRT6, la CRE met en place une régulation incitative des dépenses de R&D, similaire à celle du tarif ATRD5 et du TURPE. 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 GRT de la trajectoire fixée pour quatre ans, les écarts resteront à leur charge.

En outre, les GRT doivent transmettre un rapport annuel des projets de R&D à la CRE, destiné à être publié afin de rendre compte aux utilisateurs des projets innovants menés par les GRT.

3.1.3.2.5 La mise à jour annuelle

Le cadre tarifaire prévoit une mise à jour annuelle au 1er avril de chaque année selon les principes suivants :

- Prise en compte de la trajectoire du revenu autorisé définie pour quatre ans et constituée de :
  - La trajectoire de charges de capital normatives définie par la CRE ;
  - La trajectoire des charges d'exploitation fixée par la CRE et qui évolue chaque année selon l'inflation et un coefficient prédéfini ;
  - La mise à jour du poste « énergie et quotas de CO_2 » ;
  - L'apurement d'un quart du solde du CRCP au 31 décembre de l'année précédente ;
  - L'annuité prévisionnelle du reversement inter-opérateur ;
- Mise à jour des hypothèses de souscription de capacité ;
- Évolutions de la structure tarifaire décidées par la CRE, notamment pour réduire le nombre de places de marché, mettre en œuvre les codes de réseau européens et prendre en compte les modifications significatives de l'offre des GRT.

A l'occasion de la mise à jour du tarif ATRT6 au 1er avril 2019, la CRE a retenu une hausse moyenne de +4,6 % pour le tarif de GRTgaz, et de +3,0 % pour Teréga. Les écarts entre ces évolutions et celles prévues dans le tarif ATRT6 (respectivement +3,0 % et +2,8 %) s'expliquent notamment par le niveau d'inflation à 1,6 % au lieu de 1% prévu.

3.1.3.3 Les tarifs d'accès au réseau de distribution

Le cinquième tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF, dit « tarif ATRD5 », est entré en vigueur au 1er juillet 2016, en application de la décision tarifaire de la CRE du 10 mars 2016, pour une durée d'environ quatre ans.

Ce nouveau tarif a reconduit, en le faisant évoluer, le cadre de régulation précédent incitant GRDF à améliorer son efficacité, tant du point de vue de la maîtrise de ses coûts, que de la qualité du service rendu aux utilisateurs de ses réseaux (cf.3.1.2.2.2).

Il donne à GRDF les moyens de s'adapter à la transition énergétique, notamment en prenant en compte pour établir le niveau du tarif :

- Les charges liées à la loi n° 2015-991 du 7 août 2015 portant nouvelle organisation territoriale de la République dite loi « NOTRe » et la loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte dite loi « LTECV » ;
- Les charges relatives au projet de comptage évolué « Gazpar » ;
- Les dépenses et recettes liées aux injections de biométhane ;
- Les dépenses de R&D, incluant notamment les projets « Smart Grids ».

Par ailleurs, il incite GRDF à développer le nombre de consommateurs desservis, dans un contexte de forte concurrence de la part des autres énergies, afin de réduire *in fine* le niveau du tarif pour chaque consommateur.

La grille tarifaire de GRDF est ajustée mécaniquement au 1er juillet de chaque année par l'application à l'ensemble des termes tarifaires en vigueur du pourcentage de variation suivant :

$$Z = IPC - X + k$$

Avec :

Z : variation de la grille tarifaire au 1er juillet, exprimé en pourcentage

IPC : variation annuelle moyenne constatée sur l'année calendaire précédente de l'indice des prix à la consommation hors tabac, telle que calculée par l'INSEE pour l'ensemble des ménages France entière (référencé INSEE 1763852)[41] ;

X : facteur d'évolution annuel de la grille tarifaire, égal à 0,80 % pour le tarif ATRD5 ;

k : évolution de la grille tarifaire, en pourcentage, provenant de l'apurement du solde du CRCP. Le terme k ne peut entraîner, à lui seul, une hausse ou une baisse de plus de 2 % de la grille tarifaire en vigueur. L'évolution annuelle de la grille tarifaire de GRDF sera donc comprise entre (IPC – 0,80 % – 2 %) et (IPC – 0,80 % + 2 %).

[41] L'indice INSEE 1763852 remplace l'indice INSEE 641194 mentionné dans la délibération tarifaire de la CRE du 10 mars 2016. Le changement d'indice correspond à une actualisation sur une base 100 en 2015.

Le tarif a évolué par trois fois aux 1ers juillet 2017, 2018 et 2019, de respectivement -2,05%, +2,01 % et +0,51%.

Les travaux tarifaires d'élaboration du prochain tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF, dit tarif « ATRD6 », sont engagés depuis 2018, pour une entrée en vigueur au 1er juillet 2020.

La cinquième génération de tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel des entreprises locales de distribution (ELD), dits « tarifs ATRD5 », est entrée en vigueur au 1er juillet 2018, en application de la décision tarifaire de la CRE n°2017-281 du 21 décembre 2017, pour une durée d'environ quatre ans. Les ELD couvrent environ 5% du territoire français. Ces tarifs ont évolué pour la première fois au 1er juillet 2019, conformément à la délibération susmentionnée.

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 m3/an (~370 TWh).

Le tarifs actuels d'utilisation des terminaux méthaniers régulés de Montoir-de-Bretagne (Montoir) et Fos Tonkin, gérés par la société Elengy, et de Fos Cavaou, géré par la société Fosmax LNG, dits « tarif ATTM5 », est entré en vigueur le 1er avril 2017 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 règlementaires qui pourraient impacter leur activité. Il vise également à donner aux acteurs de marché une visibilité suffisante pour construire des stratégies d'approvisionnement de moyen et long termes. Il est fondé sur les principes suivants :

- 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.

Le tarif ATTM5 présente une baisse significative par rapport au tarif ATTM4 : la baisse du tarif unitaire moyen pour la période ATTM5 est de 6,5 % pour Montoir, 18,2 % pour Fos Tonkin et 18,6 % pour Fos Cavaou. Il introduit une évolution de la structure de l'offre tarifaire. Il crée notamment un service de base, offre principale des opérateurs de terminaux méthaniers, qui peut être complété par la souscription d'une option bandeau. Il pérennise plusieurs services expérimentaux initiés au cours de la période tarifaire ATTM4. Il accroit la flexibilité dont disposent les clients des terminaux sur leurs souscriptions. Enfin, il donne la possibilité à Fosmax LNG de proposer à long terme les 10 % de capacités auparavant réservés aux souscriptions de court terme.

Le tarif ATTM5 a été mis à jour fin 2018, pour une évolution tarifaire au 1er avril 2019. Cette mise à jour a conduit aux évolutions tarifaires suivantes : la baisse du tarif unitaire moyen est de 4,3 % pour Montoir, 5,07 % pour Fos Tonkin et 3,46 % pour Fos Cavaou. Ces baisses résultent principalement de l'apurement des comptes de régularisation des charges et des produits (CRCP) relatifs aux années 2017 et 2018.

Les prochains tarifs d'utilisation des terminaux méthaniers régulés pour la période ATTM6 seront définis par la CRE pour une entrée en vigueur au 1er avril 2021.

De plus, Elengy a saisi la CRE le 29 mai 2019 d'une procédure d'appel au marché pour la prolongation du terminal méthanier de Fos Tonkin au-delà de 2020. Les capacités suivantes sont proposées par Elengy :

- une capacité annuelle de réception de 18 TWh ;

- un nombre maximal de 36 opérations de déchargement par an, pour des navires de classe Medmax ;

- un nombre maximal de 150 opérations de rechargement de micro-méthaniers

Cette procédure de marché a été approuvée sous réserve de modifications par la CRE le 6 juin 2019. En conséquence, l'ensemble des coûts nécessaires à l'exploitation de Fos Tonkin à compter de 2021 seront pris en compte dans le tarif ATTM6 de Fos Tonkin, y compris en cas de déviation par rapport aux coûts prévisionnels du projet.

3.1.3.5 L'accès des tiers aux installations de stockage

- La mise en œuvre d'une réforme attendue

En vertu de l'article L.421-8 du code de l'énergie, les modalités d'accès aux capacités de stockage en France, et en particulier leurs prix, étaient négociées entre opérateurs de stockage et souscripteurs de capacités, dans des conditions transparentes et non-discriminatoires. Ce système, reposant sur des obligations de stockage pour les fournisseurs, a fait l'objet de vives critiques de la part des fournisseurs, qui dénonçaient :

- la libre fixation des prix par les opérateurs de stockage, qui étaient en parallèle assurés, grâce au système d'obligations, de vendre les deux tiers de leurs capacités ;

- le manque de transparence sur la méthode de vérification du respect des obligations par la DGEC : le code de l'énergie prévoyait que le Ministre apprécie le respect des obligations au regard des autres moyens de modulation (GNL, capacités d'interconnexion) dont le fournisseur dispose, mais ne définit pas de méthodologie précise de prise en compte de ces autres moyens de modulation.

La Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) a lancé de longue date une réflexion sur les conditions d'accès aux capacités de stockage, dans un contexte où l'érosion des souscriptions de capacités a poussé le gouvernement à renforcer fortement les obligations de stockage auxquelles sont soumis les fournisseurs afin de garantir la sécurité d'approvisionnement du territoire. En outre, la loi de transition énergétique du 17 août 2015 a habilité la Ministre de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie à légiférer par ordonnance en vue de passer d'un accès des tiers négocié à un accès régulé aux installations de stockage en France, dans un délai d'un an. Cette première tentative de réforme avortera, à la suite de l'avis négatif émis par le conseil d'Etat en avril 2016 : ce dernier a notamment considéré que la compensation tarifaire envisagée revêtait le caractère d'un impôt de répartition sur les fournisseurs de gaz naturel, et n'entrait de ce fait pas dans le champ de l'habilitation. La quasi-totalité des acteurs du marché du gaz en France était favorable à la réforme de l'accès au stockage. A la surprise générale, cette réforme n'a pas été présentée en Conseil des ministres et l'ordonnance n'a donc pas pu être prise avant la fin de l'habilitation.

Au cours de l'année 2017, la possible réforme de l'accès au stockage de gaz a été introduite dans les débats portant sur la loi relative à la fin de la recherche et l'exploitation des hydrocarbures. Cette loi n°2017-1839, dite Loi Hydrocarbures, a été adoptée le 30 décembre 2017. Son article 12 prévoit que les installations de stockage de gaz considérées essentielles à la sécurité d'approvisionnement par la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE) sont régulées, et que les capacités sont commercialisées aux enchères. Par ailleurs, l'article 12 prévoit l'introduction dans le tarif de transport de gaz d'une compensation, visant à permettre la couverture du revenu autorisé des opérateurs de stockage, par différence entre ce dernier et les recettes directement perçues par les opérateurs dans le cadre de leur activité.

La CRE, dans ses travaux, s'est attachée à impliquer de manière très large et le plus en amont possible les parties prenantes, afin de leur donner la meilleure visibilité possible. Elle a notamment organisé, le 13 octobre 2017, un atelier de travail avec les acteurs de marché portant sur la commercialisation aux enchères des capacités de stockage, ainsi que sur les modalités de compensation des coûts du stockage. Elle a par la suite mené une consultation publique, du 21 décembre 2017 au 23 janvier 2018, afin de recueillir l'avis des parties intéressées sur l'introduction d'un terme de compensation dans le tarif de transport, sur le cadre de régulation et sur le niveau du revenu autorisé des opérateurs de stockage, ainsi que sur les modalités de commercialisation des capacités de stockage. Enfin, elle a organisé en février 2018 une table ronde avec certains expéditeurs et consommateurs ayant contribué à la consultation publique, et auditionné à plusieurs reprises les opérateurs de stockage et leurs actionnaires.

- Une seconde campagne de commercialisation aux enchères marquée par un succès

Suite à la première campagne de commercialisation des capacités de stockage de mars 2018 pour l'hiver 2018-2019, une seconde campagne a eu lieu de novembre 2018 à février 2019 pour l'hiver 2019-2020. Cette seconde campagne a également été un succès, confirmant le bon fonctionnement des modalités d'enchères fixées par la CRE.

La CRE a fixé dans sa délibération du 22 février 2018 les modalités de commercialisation des capacités de stockage pour l'année 2018-2019. 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, qui a atteint des niveaux particulièrement bas au cours des précédentes années, 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.

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.

La première campagne d'enchère organisées, par Storengy et Teréga, s'est déroulée du 5 au 26 mars 2018, et a permis d'allouer la quasi-totalité des capacités, à des prix variant de 0 à 2,02 €/MWh/j. Ce niveau de souscriptions dépasse le seuil fixé par arrêté qui détermine le niveau minimal de stock permettant de garantir la sécurité d'approvisionnement en gaz pendant l'hiver.

Une seconde campagne d'enchère s'est déroulée sur les mêmes modalités pour l'hiver 2019-2020. Elle a débuté le 13 novembre 2018 et s'est achevée le 21 février 2019 : 28 ventes ont été organisées. La totalité des capacités commercialisées ont été allouées, à des prix variant entre 0,83 €/MWh et 4,29 €/MWh. Elles ont ainsi permis de tripler les recettes associées aux enchères par rapport à l'année dernière. En dehors de ces enchères, certaines capacités avaient été souscrites par des contrats long terme. Au total, les capacités souscrites s'élèvent à 129 TWh. Ces bons résultats permettent de garantir la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel de la France pour l'hiver 2019-20.

- Un premier tarif de stockage dans un cadre de régulation simplifié

La CRE a fixé dans sa délibération du 22 mars 2018 le revenu autorisé des trois opérateurs de stockage : Storengy, filiale d'ENGIE, Teréga, et Géométhane. Le revenu calculé correspond à la somme des charges à couvrir au périmètre des actifs listés dans la PPE et considérés nécessaires à la sécurité d'approvisionnement

Compte tenu des délais contraints de mise en œuvre de la réforme, la CRE a fixé un cadre de régulation simplifié, selon les principes suivants :

- Une période tarifaire courte, d'une durée de deux ans (2018-2019) ;
- Un cadre tarifaire dans lequel les écarts entre le prévisionnel et le réalisé pour l'ensemble des charges et recettes sont régularisés *a posteriori* via le CRCP ;
- Une mise à jour tarifaire annuelle, qui permettra d'apurer le solde du CRCP par une diminution ou une augmentation du revenu autorisé, dans la limite d'une variation du revenu autorisé par rapport au prévisionnel de chaque opérateur de +/- 5 %.

- L'introduction d'une compensation des coûts du stockage dans le tarif de transport

La CRE a fixé dans ses délibérations du 22 et du 27 mars le principe et le niveau de la compensation stockage. Cette compensation, à percevoir par chacun des trois opérateurs de stockage, correspond à la différence entre le revenu autorisé 2018 des opérateurs, fixé dans la délibération du 22 mars 2018, et les prévisions de recettes perçues directement par les opérateurs de stockage pour l'année 2018.

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 non-délestables et non-interruptibles raccordés aux réseaux de distribution publique de gaz.

La délibération du 22 mars 2018 prévoit que la modulation de chaque expéditeur correspond à la différence, lorsqu'elle est positive, entre, d'une part, la capacité souscrite ferme par chacun de ses clients sur chaque PITD et, d'autre part, la somme de la consommation moyenne journalière de chaque client et de la part de sa capacité déclarée interruptible.

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. Le terme tarifaire stockage applicable à partir du 1er avril 2019 est fixé à 213,46 €/MWh/j/an.

3.1.4 Les aspects transfrontaliers

3.1.4.1 Les règles d'allocation de la capacité de transport

Pour permettre l'harmonisation requise par les lignes directrices et codes de réseaux européens, la CRE et les transporteurs français ont engagé dès 2012 des discussions sur l'adaptation du cadre de régulation français.

Pour chaque point d'interconnexion transfrontalier, une coopération forte s'est mise en place avec les GRT et régulateurs adjacents pour permettre une mise en œuvre progressive et cohérente des nouvelles règles qui viennent

compléter les dispositions du Règlement (CE) n° 715/2009 en ce qui concerne l'accès aux infrastructures transfrontalières.

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

Les GRT français se conforment désormais à la nouvelle version du code CAM, publié 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 conduisent au second trimestre 2017 une première 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 nouveau mode de commercialisation proposé par GRTgaz a été approuvé par la CRE dans ses délibérations du 27 juillet 2017 et du 8 mars 2018. Il est entré en vigueur le 1er juin 2018. Les nouvelles règles de commercialisation se rapprochent de celles prévues dans le code CAM en ce qui concerne les types de produits proposés, et les quotas réservés aux échéances de plus court terme. Elles diffèrent notamment au regard du mode de commercialisation des produits (ventes par guichet ou règle du « premier arrivé, premier servi » selon les produits) et du calendrier de commercialisation (les capacités sont commercialisées avant celles des points CAM). De plus, les capacités amont sont commercialisées de manière indépendante par le réseau de transport adjacent (Gassco).

La CRE a également approuvé les règles de commercialisation des capacités d'entrée au point d'interconnexion d'Oltingue en juillet 2017, ainsi que la mise en place du mécanisme de surréservation et de rachat pour le point d'interconnexion virtuel Pirineos en septembre 2017.

Enfin, les deux interconnexions reliant la France et la Belgique (Alveringem et Taisnières H/Blarégnies) ont été regroupés en un point d'interconnexion virtuel par GRTgaz et Fluxys en décembre 2017.

3.1.4.2 Le développement des interconnexions françaises

3.1.4.2.1 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'infrastructure 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 transfrontaliers 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.

Les 100 GWh/j de capacités physiques en entrée depuis la Suisse, dont la création a 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 futur gazoduc Trans Anatolian Pipeline), pour un coût d'investissement estimé à 17 M€, ont été mis en service le 1er juin 2018.

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, 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€, donc 290 M€ sur le réseau de Teréga. Les capacités créées seraient interruptibles.

Le 17 janvier 2019, les autorités de régulation française et espagnole ont conjointement rejeté la demande d'investissement présentée par Teréga et Enagás. La CRE et la CNMC considèrent 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.

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

Le TYNDP 2018 de l'ENTSOG a été publié en décembre 2018 et est basé sur trois scénarios : *Distributed Generation*, *Sustainable Transition* et *Global Climate Action*. Les scénarios utilisés dans le TYNDP 2018 ont été élaborés pour la première fois de manière conjointe par l'ENTSOG et l'ENTSOE, afin de renforcer la cohérence entre les plans de développement des réseaux de gaz et d'électricité. Les hypothèses relatives à la demande, à la production électrique et aux approvisionnement gaziers ont été publiées en avril 2018 dans le rapport sur les scénarios du TYNDP 2018. Ces hypothèses ont été préparées pour la France en s'appuyant sur le bilan prévisionnel 2016 pour les trajectoires de consommation et d'injection de gaz renouvelable et sur les plans décennaux de développement des GRT publiés en 2017 pour les projets d'investissement. Les scénarios élaborés par les ENTSOs prennent en compte les prévisions d'évolutions de la demande et de la production de gaz présentés dans les plans décennaux de développement des GRT. Celles des plans décennaux de développement 2018 des GRT serviront à l'élaboration par l'ENTSOG du TYNDP 2020.

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. GRTgaz et Teréga ont soumis à la CRE leurs projets de plans à dix ans en janvier 2019. La CRE a mené une consultation publique sur les plans décennaux de développement des deux GRT sur une période allant du 7 février au 7 mars 2019.

Dans ses délibérations du 27 mars 2019, la CRE considère que les scénarios présentés dans les plans de développement décennaux 2016-2025 des opérateurs sont cohérents avec les scénarios du TYNDP. En effet, les scénarios développés par les opérateurs (bleu, orange, violet) reprennent ceux du TYNDP 2018. En outre, un scénario supplémentaire (rouge) a été ajouté par les opérateurs pour une analyse plus contrastée, caractérisé par un ralentissement du rythme de la transition énergétique du des conditions économiques atones avec une prolongation des tendances actuelles de développement des énergies renouvelables.

3.1.5 La surveillance et le contrôle du respect des obligations des acteurs

3.1.5.1 Le respect des décisions juridiquement contraignantes et des avis de l'ACER

À ce jour, l'Agence n'a pas rendu de décision juridiquement contraignante à laquelle la CRE serait tenue de se conformer. De même, l'Agence n'a pas émis d'avis et la Commission européenne n'a pas rendu de décision sur la conformité des décisions de la CRE aux lignes directrices, sur le fondement de l'article 43 de la directive 2009/73/CE.

3.1.5.2 La mise en œuvre des codes de réseau – l'évolution des règles d'équilibrage

La délibération du 15 septembre 2016 introduit des évolutions marginales au système d'équilibrage français en gaz.

Depuis le 1er avril 2015, à la suite de travaux avec les services de la CRE, GRTgaz a fait plusieurs fois évoluer ses méthodes d'intervention pour mieux couvrir ses besoins : le taux de couverture a atteint 89% en zone Nord et 85% en zone Sud sur la période de janvier à mars 2016.

Pour continuer à améliorer leurs interventions, la CRE a décidé de permettre aux GRT de diversifier les créneaux d'intervention afin de capter la liquidité sur d'autres moments de la journée et d'améliorer encore le taux de couverture du besoin et les prix des interventions. En particulier, la CRE a autorisé Teréga à avoir recours à un robot pour industrialiser ses interventions sur les marchés.

La CRE a également autorisé GRTgaz à poursuivre l'expérimentation sur les produits localisés, jusqu'au 1er novembre 2018. Elle a néanmoins refusé la proposition de GRTgaz d'avoir recours à des produits localisés la veille pour le lendemain : les achats-ventes des GRT restent donc infra journaliers.

Enfin, la délibération du 15 septembre 2016 permet aux GRT de mettre en œuvre un suivi des garanties financières, en concordance avec l'article 31 du code de réseau équilibrage qui prévoit que « Le gestionnaire de réseau de transport est habilité à prendre les mesures nécessaires et à imposer aux utilisateurs de réseau les exigences contractuelles qui s'imposent, y compris des garanties financières, pour atténuer les défauts de paiement à l'égard de tout paiement dû au titre des redevances [d'équilibrage] ». L'article 30 §2 établit que « L'autorité de régulation nationale établit ou approuve et publie [...] les règles de gestion du risque de crédit. ». Les GRT ont défini un indicateur d'en-cours d'équilibrage, exprimé en pourcentage, permettant de détecter les situations où le déséquilibre d'un expéditeur ne serait plus couvert par ses garanties financières. La délibération met en place des seuils au-delà desquels les actions suivantes seront mises en place :

- Le premier seuil d'alerte, défini et paramétré à la discrétion du GRT, dans une procédure interne consultable par la CRE, déclenche un rappel à l'expéditeur des mesures ultérieures, par téléphone ou par mail ;
- Le deuxième seuil, fixé à 50%, entraine une notification formelle de l'expéditeur du dépassement du seuil;
- Le troisième seuil, fixé à 90% d'entame de la garantie théorique, permet aux GRT de demander à l'expéditeur de payer une facture d'acompte sur le déséquilibre constaté, de manière anticipée, sous 2 jours ouvrables.
- À partir de 3 jours successifs au-delà de 100% d'entame de la garantie théorique, le GRT aurait la possibilité de suspendre le contrat, après une mise en demeure de payer restée sans effet sous 2 jours. La suspension du contrat interdit à l'expéditeur de souscrire de nouvelles capacités et de nominer toute quantité sur les réseaux des GRT mais ne le délie pas de ses obligations contractuelles et notamment celle de payer les factures dont il est débiteur. Elle est appliquée sans préjudice de l'exercice des autres droits ouverts au titre du contrat d'acheminement.

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

Le marché français du gaz repose, pour l'essentiel des approvisionnements, sur des contrats à long terme signés entre les fournisseurs historiques et les sociétés nationales des pays producteurs. Les quatre principaux pays producteurs depuis lesquels la France s'approvisionne en gaz naturel en 2018 sont la Norvège (42 %), la Russie (21 %), les Pays-Bas (11 %), l'Algérie (8 %)[42]. En ce qui concerne la part des fournisseurs alternatifs[43] dans les importations et les exportations de l'ensemble des fournisseurs sur les zones GRTgaz et Teréga, celle-ci reste similaire en 2018 par rapport à 2017 avec 40 %.

Le tableau ci-dessous présente les importations, les exportations et la production mesurées au cours de l'année 2018.

Tableau 19: Importations, exportations, et production de gaz (flux commerciaux)

Quantités en TWh	Ensemble de fournisseurs	Fournisseurs alternatifs	
Flux de gaz			
Importations	**585**	**222**	**38%**
dont importations terrestres	468	214	46%
dont Gaz naturel liquifié	117	8	7%
Exportations	**82**	**45**	**55%**
Production	-	-	-

Source : GRTGaz, Teréga - Analyse : CRE

En 2018, les trois principaux importateurs ont représenté 71 % des volumes importés. Le nombre d'expéditeurs actifs sur les points d'interconnexions réseau (PIR) est passé de 56 en 2016 à 52 en 2018.

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), mis en place au début de l'année 2004[44]. Il s'agit de points virtuels, rattachés

[42] https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2019-full-report.pdf
[43] Les fournisseurs alternatifs sont les fournisseurs autres que les fournisseurs historiques (ENGIE, Tegaz et les ELD).
[44] Des échanges de gaz peuvent également avoir lieu aux points frontières du réseau français

à chaque zone d'équilibrage des réseaux de GRTgaz et Teréga, où un expéditeur peut céder du gaz à un autre expéditeur.

Au 1er 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 1er 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. Il a nécessité un programme de renforcement du réseau de près de 850 M€, avec les projets Val de Saône et Gascogne-Midi, qui ont été réalisés dans les temps et dans les budgets par GRTgaz et Teréga.

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 de la plateforme de négociation Powernext. Chaque jour, un indice *End of Day* et un indice *Daily Average Price* sont publiés pour le produit *day-ahead* pour les deux hubs français, le PEG Nord et le TRS (PEG après le 1er novembre 2018). Un indice de clôture est également publié pour chaque produit à terme listé par la bourse Powernext. La méthodologie de calcul de ces indices est également disponible publiquement.

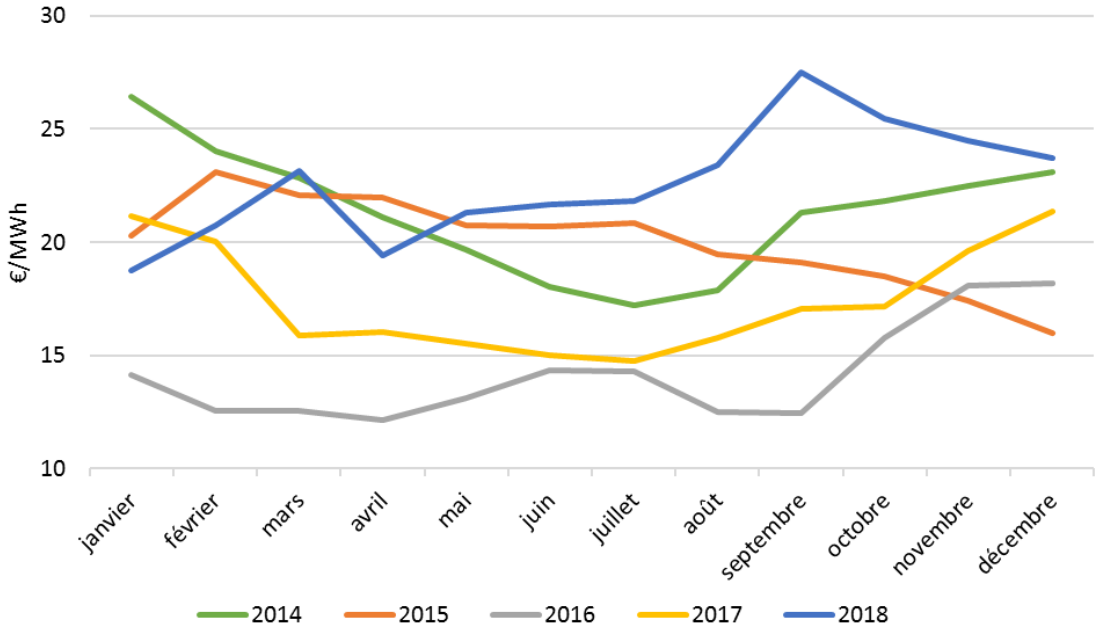
Les prix moyens du *day-ahead* au PEG Nord (PEG après le 1er novembre) se sont établis à 22,6 €/MWh en 2018 contre 17,56 €/MWh en 2017 et ont donc enregistré une hausse d'environ 30 %. Malgré un hiver relativement doux, les prix *day-ahead* ont atteint un record historique au 1er mars suite à la vague de froid en Europe dans un contexte d'approvisionnement tendu avec un niveau critique de stockages européens. L'index de prix *day-ahead* sur le PEG Nord a ainsi culminé à 51 €/MWh.

Les prix ont ensuite continué d'augmenter pendant le printemps et l'été puisque le marché est resté tendu en raison notamment de la forte demande d'injection, le prix élevé du GNL et de la plus forte consommation des centrales à gaz. Le prix *day-ahead* a ainsi atteint près de 30 €/MWh fin septembre puis le retour des stockages à de très bons niveaux et la baisse des prix du GNL mondial ont contribué à la détente des marchés sur la fin de l'année. Le nouveau prix PEG clôture ainsi 2018 à 22 €/MWh contre 19 €/MWh en début d'année.

En 2018 le prix PEG Nord (puis PEG) affiche une bonne convergence avec les marchés d'Europe du nord-ouest traduisant une bonne intégration du marché français dans le marché européen. Le marché interconnecté européen représente une référence de prix significative au niveau mondial, ce qui contribue à renforcer la robustesse des marchés sous-jacents, dont celui de la France. On observe ainsi une bonne réaction des prix français à la hausse comme à la baisse en fonction des conditions de marchés, des changements de l'équilibre offre-demande et des autres signaux de marchés exogènes.

Par ailleurs, le 5 octobre 2018, le CoRDiS a prononcé une sanction à hauteur de 5 M€ à l'encontre de la société Vitol SA pour avoir procédé à des manipulations de marché au point d'échange de gaz (PEG Sud entre le 1er er juin 2013 et le 31 mars 2014). Cette sanction, la première du CoRDiS portant sur la surveillance des marchés de gros de l'énergie, fait suite à l'enquête ouverte en avril 2014 par la CRE et à la saisine du CoRDiS par le Président de la CRE en décembre 2016. La société Vitol SA a contesté cette décision devant le Conseil d'État.

Graphique 22: Prix du *day-ahead* au PEG Nord* (moyennes mensuelles)



**PEG après le 1er novembre 2018*

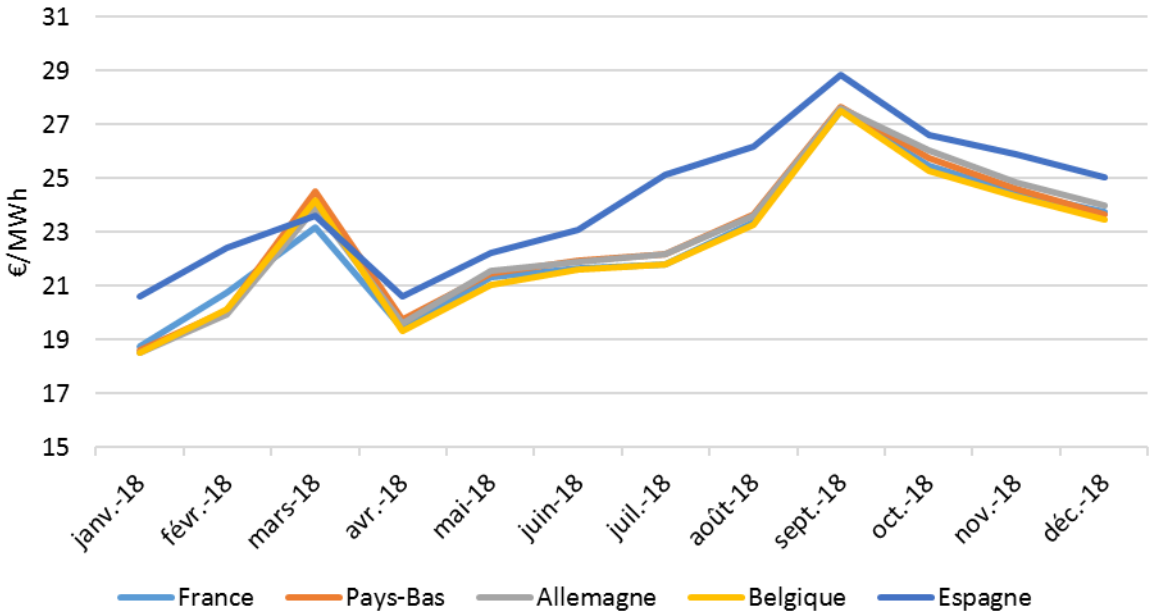
Source : ICIS - Analyse : CRE

La consommation finale, du fait de températures globalement douces, s'est établie ainsi en baisse de 6 % par rapport à 2017 en atteignant 463 TWh. Le baisse s'explique également par la baisse des consommations des centrales électriques fonctionnant au gaz. En effet, la consommation de ces sites s'est établie à 35 TWh en 2018, en baisse de 19 TWh soit 35 %. Leur activité a été particulièrement faible d'avril à juin à cause des productions importantes de l'hydraulique, de l'éolien et en hausse pour la production nucléaire. Les indisponibilités nucléaires de l'été ont entraîné un rebond de leur consommation.

L'année 2018 s'est également caractérisée par une forte sollicitation des stockages, en particulier lors de la saison d'injection avec des volumes injectés qui ont atteint 143 TWh, soit une hausse de 45 % par rapport à l'année précédente. La demande d'injection a été particulièrement importante du fait du niveau de remplissage des stockages qui avait atteint un seuil critique (moins de 4 TWh) à la sortie de l'hiver et de la mise en œuvre de la réforme de stockage.

Les principaux hubs gaziers de l'Europe du nord-ouest ont affiché une excellente convergence, ce qui témoigne d'une absence de congestion physique entre ces marchés et d'un bon fonctionnement de ces marchés.

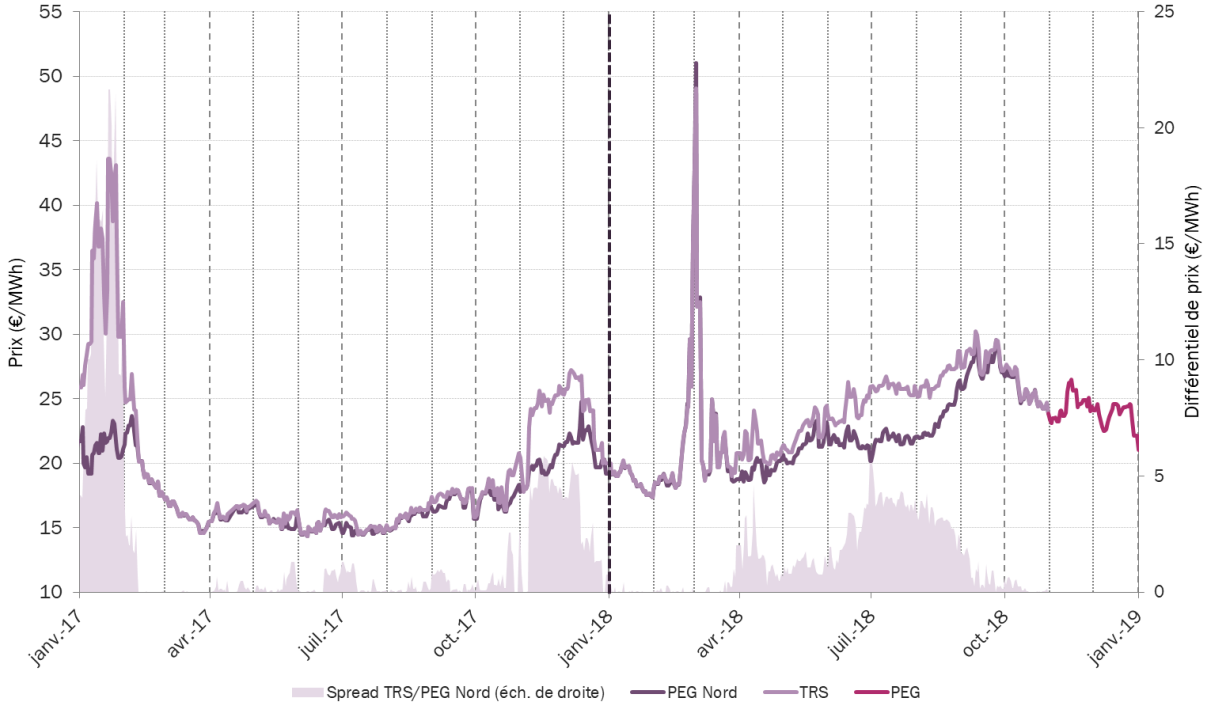
Graphique 23: Prix du *day-ahead* sur les principaux hubs du nord-ouest de l'Europe (moyenne mensuelle)



Source : ICIS - Analyse : CRE

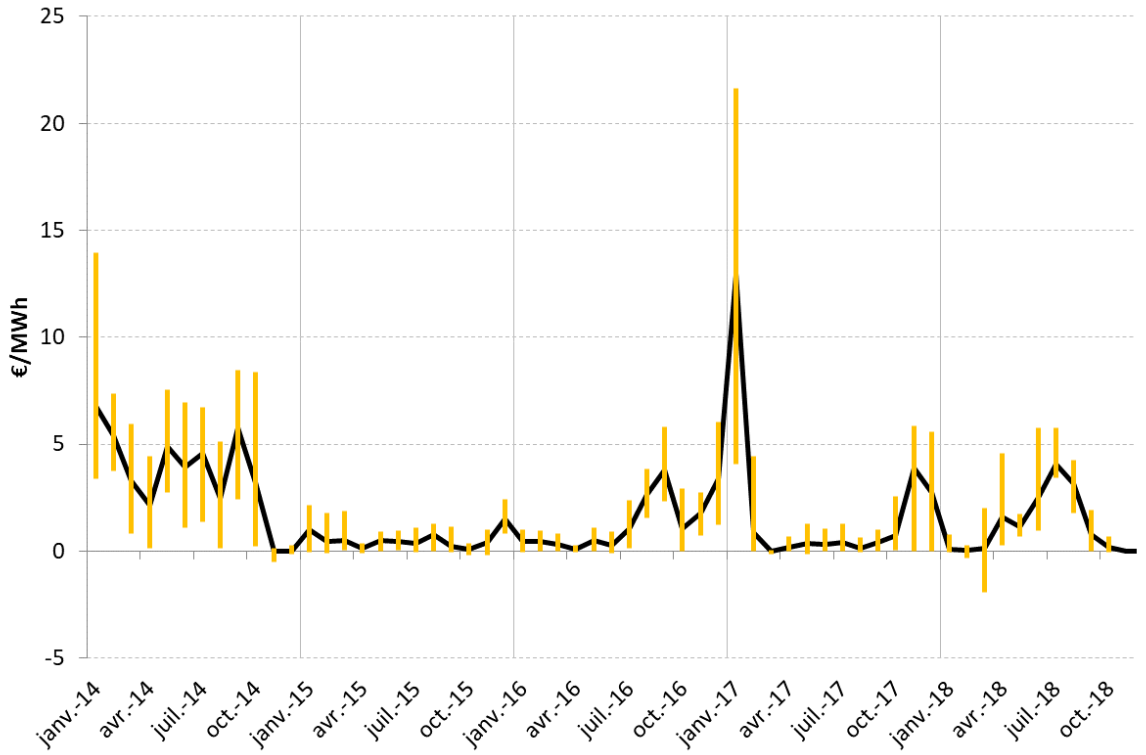
En 2018, le prix PEG Nord et TRS ont progressivement convergé vers la nouvelle référence de prix PEG. Le dernier épisode de différentiel important des prix *spot* des deux zones a été enregistré lors de l'été en raison du prix élevé du GNL, de la forte demande d'injection dans les stockages et d'une disponibilité faible de la liaison Nord-Sud. Le spread a alors atteint son maximum annuel avec 5,7 €/MWh. Cette différence de prix s'établit en moyenne sur 2018 à 1,4 €/MWh, historiquement la moyenne est de 1,34 €/MWh depuis la création de la TRS le 1er avril 2015.

Graphique 24: Ecart de prix day-ahead entre le PEG Nord et le TRS



Source : ICIS - Analyse : CRE

Graphique 25: Variation mensuelle du spread Nord-Sud



Source : ICIS - Analyse : CRE

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. En 2018, le nombre d'acteurs actifs[45] sur les plateformes de Powernext était de 67 pour le segment *spot* et de 45 pour le segment *futures* (contre 61 et 46, respectivement, en 2017).

La CRE collecte des informations transactionnelles auprès des principaux courtiers actifs sur les marchés français du gaz. En 2018, 76 acteurs ont effectué des échanges par l'intermédiaire des courtiers (contre 63 en 2017).

La croissance des échanges sur les marchés spot intermédiés s'est accentuée en 2018 avec une augmentation de 3,5 % contre 0,5 % en 2017. Le total des volumes échangés via Powernext a diminué de 3 % tandis que ceux des courtiers ont augmenté de 25 % par rapport à 2017.

Les volumes échangés sur les marchés spot atteignent ainsi 183 TWh en 2018 avec près de 150 000 transactions. Sur le *spot*, les échanges par l'intermédiaire de Powernext ont légèrement augmenté en 2018 (+ 2 %) et représentaient près de 88 % de l'activité de ce segment.

Sur les marchés à terme (*futures*), les volumes échangés ont fortement augmenté de 22 %, à l'inverse de la tendance de 2017 où les volumes échangés sur les produits à terme avaient diminué de plus de 10 %. Les volumes échangés sur les marchés à terme atteignent ainsi 494 TWh en 2018, avec environ 5 500 transactions. Les échanges de produits à terme sur Powernext ont baissé en 2018 étant donné que l'essentiel de l'activité sur ce segment reste dominé par les courtiers (près de 98 % des échanges).

[45] Effectuant au moins une transaction sur la période

Tableau 20 : Volumes échangés sur les marchés intermédiés

Volumes échangés (TWh)	2017	2018	Variation annuelle 2018 / 2017 En pourcentage	Variation annuelle 2018 / 2017 En Valeur
Marché spot (TWh)	177	183	4%	6
Intraday	27	32	20%	5,3
Day Ahead	105	102	-2%	-2,5
Bourse	158	161	2%	2,4
Brokers	18	22	21%	3,9
Marché à terme (TWh)	404	494	22%	90
M+1	113	96	-15%	-17,2
Q+1	47	40	-14%	-6,5
S+1	78	132	70%	54,1
Y+1	25	19	-26%	-6,5
Bourse	19	11	-40%	-7,5
Brokers	385	482	25%	97,2

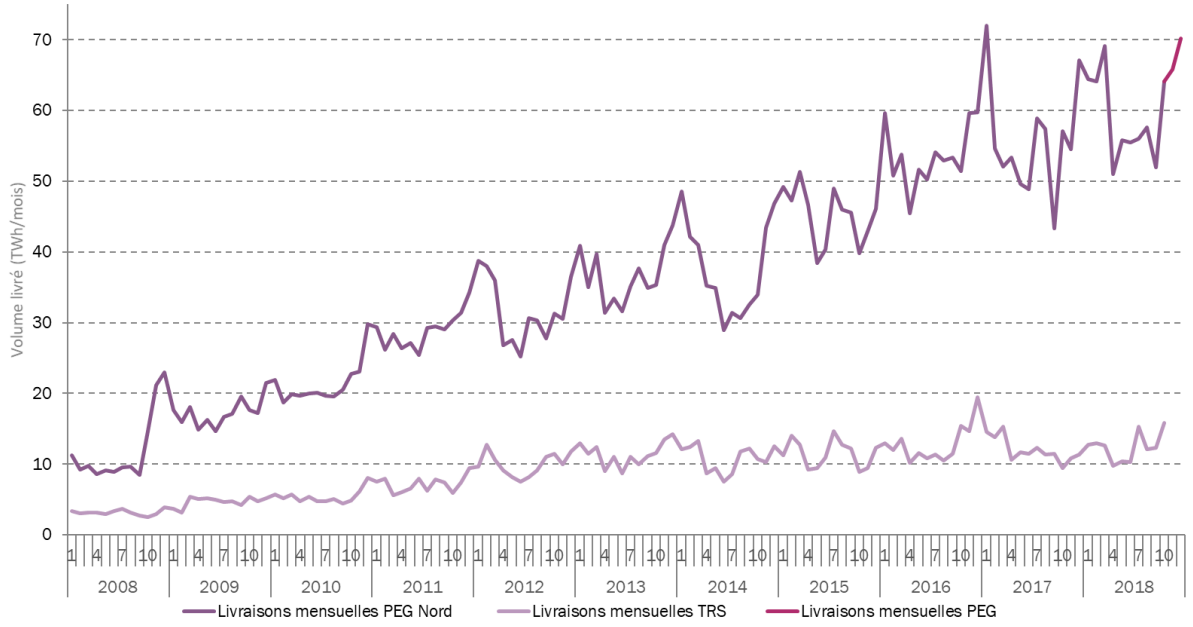
Source : Powernext, courtiers - Analyse : CRE

3.2.1.4 Les livraisons aux PEG

Les livraisons aux PEG 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 PEG actuels depuis leur mise en place. En 2018, les livraisons cumulées au PEG Nord et au TRS (PEG après le 1er novembre) ont augmenté de 5 % et atteignent 850 TWh, dans la continuité de la croissance observée depuis 2005. Sur les 10 derniers mois d'existence de la TRS, les livraisons ont augmenté de 2 %.

Graphique 26: Livraisons au PEG Nord et à la TRS



Source : GRTGaz, Teréga - Analyse : CRE

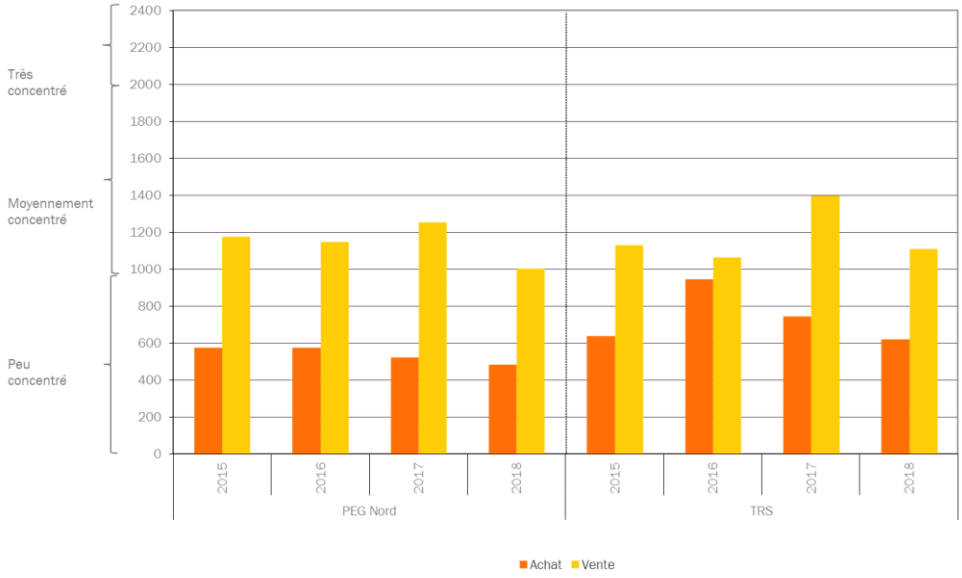
3.2.1.5 Niveau de concentration du marché français

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 Nord affiche des niveaux de concentration caractéristiques d'un marché où la concurrence est bien développée. Cette faible concentration traduit une liquidité importante au PEG Nord, 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.

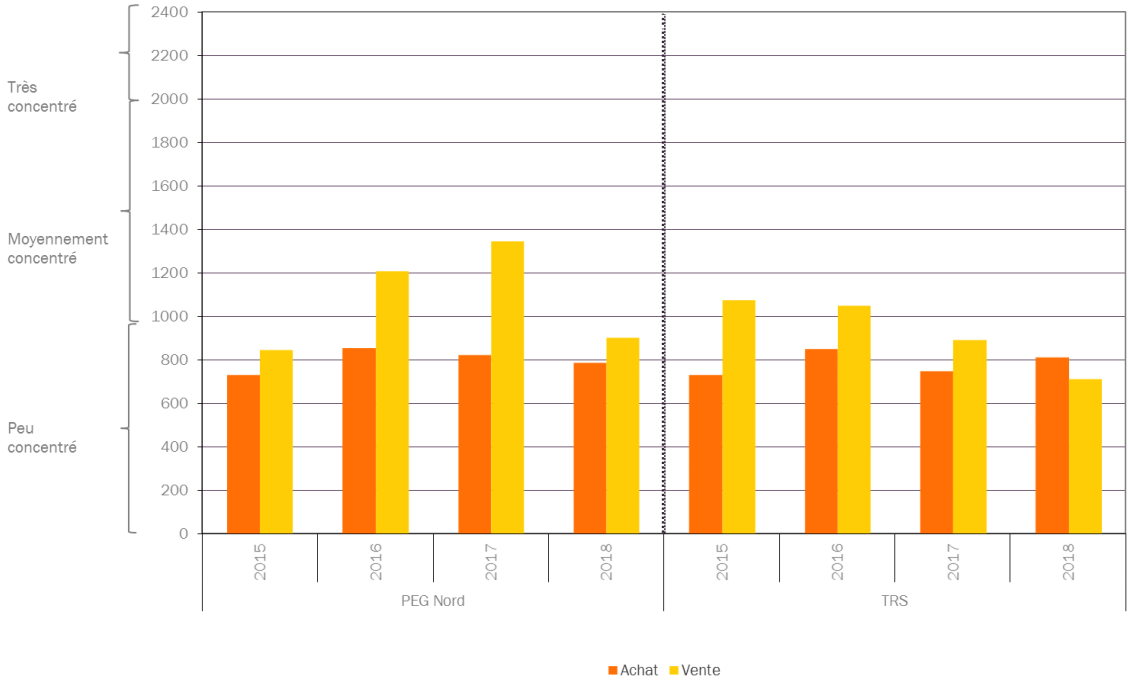
La liquidité au TRS a continué à se développer sur le spot et le marché à terme et a atteint des niveaux comparables au PEG Nord. Le nouveau PEG unique devrait atteindre des niveaux de concentrations similaires à ceux du PEG Nord.

Graphique 27: Niveau de concentration des marchés intermédiés français (Segment *spot*)



Source : Powernext, courtiers - Analyse CRE

Graphique 28: Niveau de concentration des marchés intermédiés français (Segment à terme)



Source : Powernext, courtiers - Analyse CRE

3.2.2 Le marché de détail

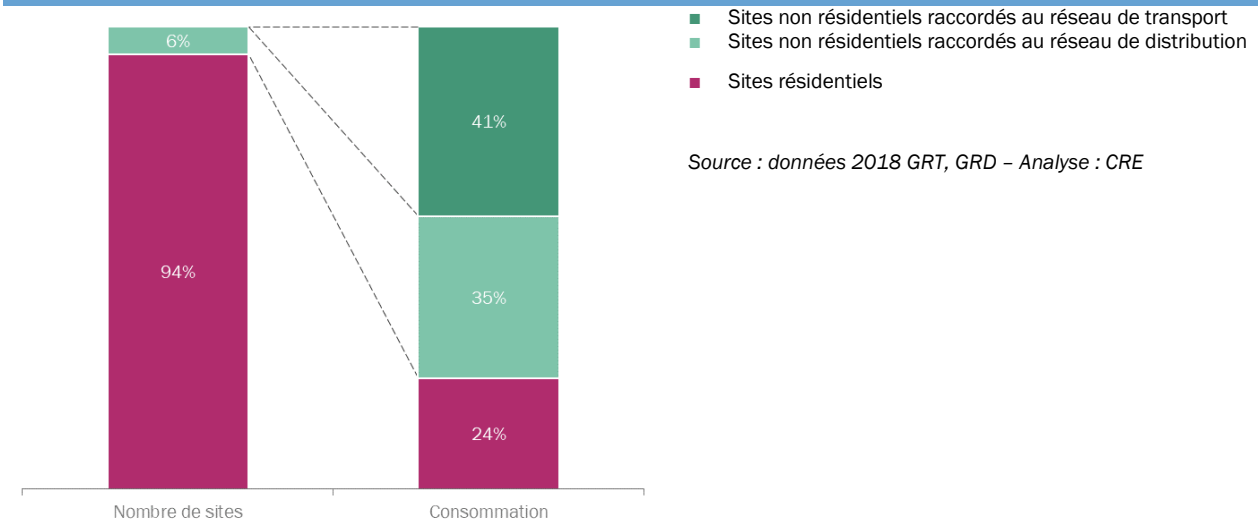
3.2.2.1 Etat des lieux

3.2.2.1.1 Les consommateurs

Depuis le 1er juillet 2007, tous les consommateurs, y compris les clients résidentiels peuvent choisir librement leur fournisseur de gaz naturel.

Au 31 décembre 2018, l'ensemble du marché représentait 11,5 millions de sites et une consommation annuelle de gaz naturel d'environ 489 TWh[46].

Graphique 29 : Typologie des sites en gaz naturel, au 31 décembre 2018



Source : données 2018 GRT, GRD – Analyse : CRE

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.

Le Conseil d'État, saisi d'une requête de l'association nationale des opérateurs détaillants en énergie (ANODE), a annulé, par une décision du 19 juillet 2017, le décret relatif aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel.

Tirant les conséquences d'une décision de la CJUE du 7 septembre 2016 (affaire C-121/15), le Conseil d'État a estimé que : « l'entrave à la réalisation d'un marché du gaz naturel concurrentiel que constitue la réglementation tarifaire contestée ne poursuit aucun objectif d'intérêt économique général. Dès lors, les dispositions législatives du code de l'énergie contestées sont incompatibles avec les objectifs poursuivis par la directive 2009/73/CE ». Il a par conséquent prononcé l'annulation du décret relatif au tarifs réglementés de vente de gaz naturel.

Conformément à la loi et dans l'attente de l'adoption du projet de loi relatif à l'énergie et au climat venant tirer les conséquences de la décision du Conseil d'État du 19 juillet 2017, la règlementation relative aux tarifs réglementés de gaz demeure en vigueur.

Tableau 21 : Répartition en nombre de sites des consommateurs finals par type de site, au 31 décembre 2018

	Nombre de sites
Sites résidentiels	10 708 000
Sites non résidentiels	659 000

Source : Données 2018, GRD, GRT, Analyses CRE

[46] Dans la suite du document, le périmètre d'étude est limité aux clients raccordés aux principaux réseaux de distribution et de transport qui représentent 486 TWh de consommation annualisée.

Tableau 12 : Répartition en volume des consommateurs finals par type de site, au 31 décembre 2018

	Consommation annualisée (TWh)
Sites résidentiels	119
Sites non résidentiels	367

Source : Données 2018, GRD, GRT, Analyses CRE

L'ouverture du marché résidentiel à la concurrence s'est poursuivie en 2018. Au 31 décembre 2018, les fournisseurs alternatifs disposaient d'un portefeuille de 3 150 000 clients résidentiels sur un total de 10,7 millions (29% des sites contre 26% au 31 décembre 2017). Les fournisseurs historiques se partagent le reste du marché (71%). 6 392 000 sites résidentiels étaient en offre de marché (dont 49 % chez un fournisseur alternatif), soit une augmentation de 634 000 sites sur l'année 2018 (+23 %) correspondant à 53 000 sites supplémentaires en moyenne par mois en offre de marché (contre 59 000 en 2017). Contrairement à la tendance observée en 2017, en 2018 les clients se sont davantage tournés vers les fournisseurs alternatifs lors de la souscription d'une offre de marché. Le poids des tarifs réglementés reste encore important avec 40% des sites et 40% de la consommation.

Le rythme d'ouverture à la concurrence sur le marché non résidentiel est quasiment achevé, seulement 10% (moins de 1% de la consommation totale) des sites non résidentiels étant encore au tarif réglementé de vente au 31 décembre 2018. A cette date, on compte 288 000 clients non résidentiels chez les fournisseurs alternatifs sur un total de 659 000. Le reste du marché était partagé entre les fournisseurs historiques.

3.2.2.1.2 Les parts de marché – analyse en termes de nombre de sites

Au 31 décembre 2018, la part de marché des fournisseurs alternatifs, rapportée au nombre total de sites, était de 30 % (soit 58 % du volume de consommation total). Ce chiffre masque une réalité disparate sur les différents segments. Ainsi, la pénétration des fournisseurs alternatifs était beaucoup plus importante sur le segment des sites non résidentiels (69 % et 64 % de la consommation annuelle respectivement pour les sites raccordés au réseau de transport et de distribution) que sur le segment des sites résidentiels (28 % de la consommation annuelle).

Tableau 23 : Parts de marché, en nombre de sites, des trois plus gros fournisseurs historiques sur chaque segment, au 31 décembre 2018

Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
69%	30%	54%	70%

Source : Données 2018, GRD, GRT, Analyses CRE

Tableau 22 : Parts de marché, en nombre de sites, des trois plus gros fournisseurs alternatifs sur chaque segment, au 31 décembre 2018

Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
27%	32%	31%	26%

Source : Données 2018, GRD, GRT, Analyses CRE

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

Tableau 23 : Parts de marché, en volume, des trois plus gros fournisseurs historiques sur chaque segment, au 31 décembre 2018

Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
41%	30%	34%	72%

Source : Données 2018, GRD, GRT, Analyses CRE

Tableau 24 : Parts de marché, en volume, des trois plus gros fournisseurs alternatifs sur chaque segment, au 31 décembre 2018

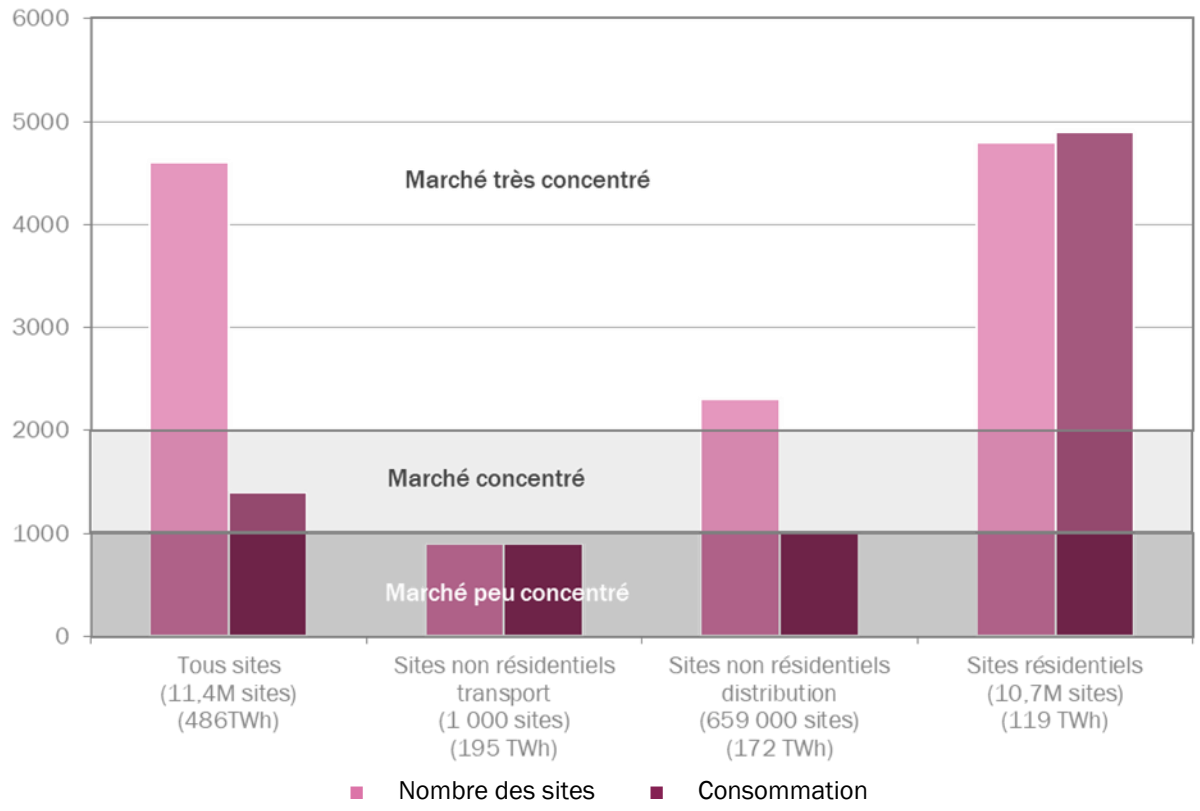
Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
24%	29%	33%	25%

Source : Données 2018, GRD, GRT, Analyses CRE

3.2.2.1.4 La concentration du marché

Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)[47] 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.

Graphique 30 : Indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)[48] en nombre de sites et en volume pour les différents segments du marché de détail



[47] 24 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.

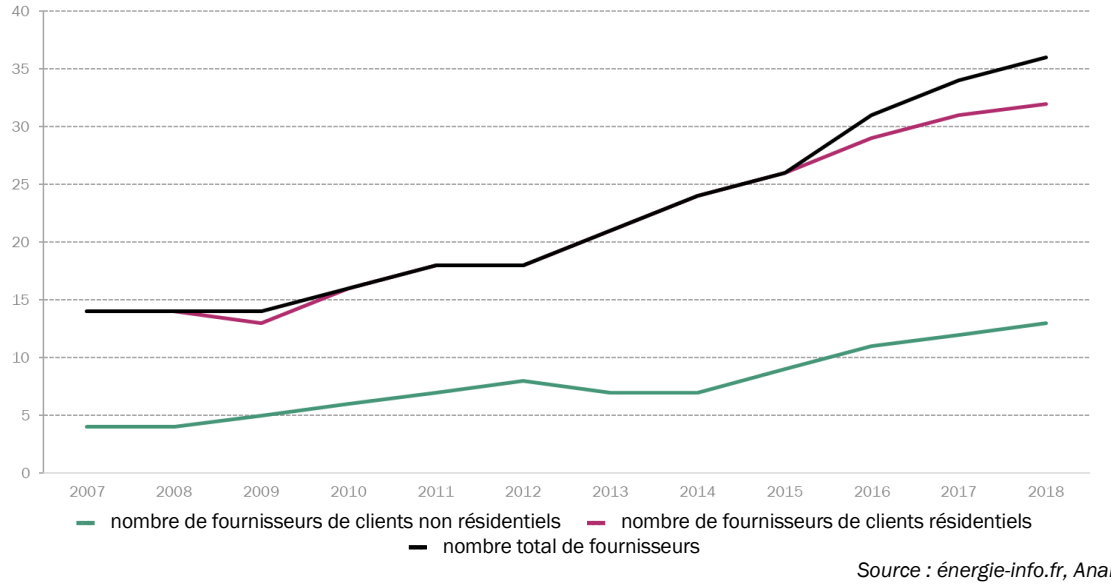
[48] 24 L'indice HHI est égal à la somme des carrés des parts de marché des intervenants, et mesure la concentration du marché (il est d'autant plus élevé que le marché est concentré). On considère généralement qu'un marché est peu concentré si son HHI est inférieur à 1 000, et très concentré s'il est supérieur à 2 000.

En 2018, la concentration du marché a continué de diminuer sur tous les segments, notamment sur celui des sites résidentiels.

3.2.2.1.5 Les fournisseurs

Au 31 décembre 2018, 36 fournisseurs nationaux possédaient au moins un client en portefeuille sur le marché de détail du gaz naturel. Parmi ces fournisseurs, 13 fournisseurs proposaient des offres aux clients résidentiels et 32 aux clients non résidentiels. Sur les zones de desserte des ELD, les fournisseurs alternatifs étaient quasiment inexistants, 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.

Graphique 31 : Les fournisseurs nationaux du gaz naturel



Source : énergie-info.fr, Analyses CRE

3.2.2.1.6 Analyse des taux de changement de fournisseurs

Le changement de fournisseur est défini comme l'action par laquelle un consommateur change de fournisseur. Un switch est considéré comme le mouvement librement choisi d'un client (défini en termes d'un contrat ou les points d'approvisionnement et la quantité d'électricité ou de gaz associé au contrat) d'un fournisseur à un autre. L'activité de switch est définie comme le nombre de changements dans une période de temps donnée. Le taux de switch est alors le ratio du nombre de changements de fournisseurs ajouté aux mises en services 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.

Sur le segment non résidentiel, après des années 2015 et 2016 très dynamiques avec la suppression d'une partie des tarifs réglementés de vente de gaz, le taux de switch a progressé en 2018 après avoir légèrement baissé en

2017. Le taux de switch annuel s'est élevé à : 15,4 % en 2018 contre 13,8 % en 2017. Ce taux élevé traduit le dynamisme du marché lié à une meilleure connaissance des clients sur l'ouverture des marchés à la concurrence.

Sur le segment résidentiel, le taux de switch continue d'augmenter en 2018 s'élève désormais à 12,9% contre 11,4 % en 2017. Ce chiffre confirme le bon rythme d'ouverture du marché résidentiel, une grande partie du taux de switch étant expliqué par la souscription d'offres de marché par des clients précédemment aux tarifs réglementés, notamment lors des achats groupés.

Graphique 32 : Taux de switch trimestriel de 2008 à 2018

Source : Données 2018 Analyses CRE

3.2.2.1 Les prix et les offres

3.2.2.1.1 Composantes de la facture de clients type aux tarifs réglementés de vente de gaz tels que proposés au 31 décembre 2017

Le tableau suivant présente la décomposition de la facture des clients aux tarifs réglementés de vente de gaz au 31 décembre 2018 :

Tableau 25: Décomposition de la facture TTC aux tarifs réglementés de vente d'Engie au 31 décembre 2018

En €/MWh	Client D3	Client I1
Part fourniture	33,6	29,9
Part transport	5,4	5,4
Part distribution	18,4	9,8
Part stockage	3,4	3,4
Facture hors taxes aux tarifs réglementés	60,8	48,4
Prélèvements réglementaires sur les frais de réseaux (CTA)	2,4	0,3
TICGN	8,5	8,5
TVA	11,8	11,1
Facture TTC aux tarifs réglementés	83,5	68,3

Source : Données 2018, Analyses CRE

Concernant les gros clients industriels, la CRE disposait auparavant des données concernant les sites aux tarifs réglementés de vente d'Engie. Suite à 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.

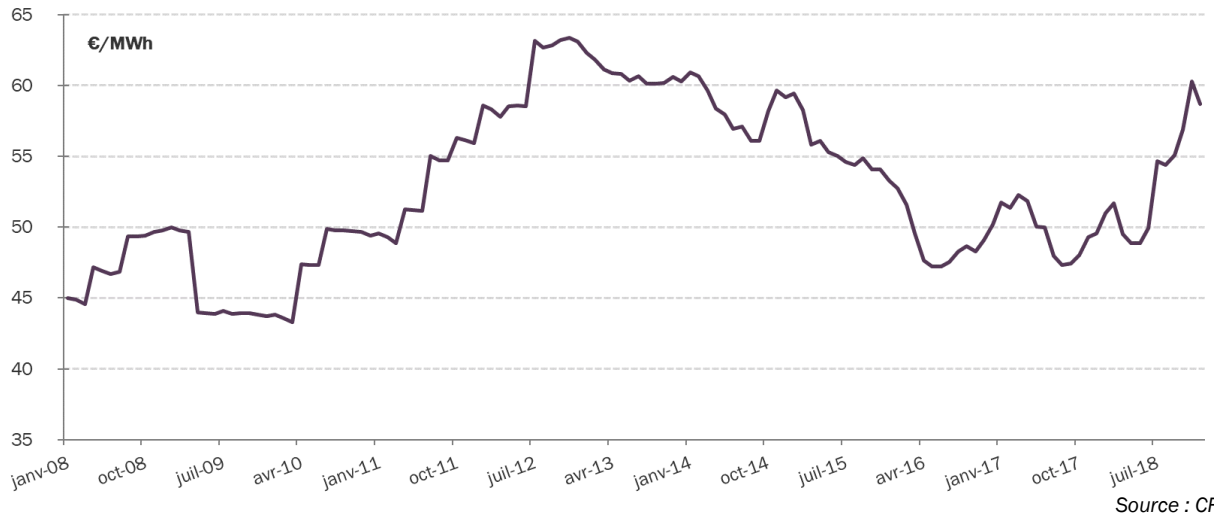
Remarques sur les hypothèses de calcul :

- 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 14,15 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 la structure des tarif B2I d'Engie s'applique à ce consommateur.

Les TRV d'Engie varient tous les mois pour répercuter les évolutions du coût d'approvisionnement d'Engie estimée par la formule tarifaire inscrite dans l'arrêté en vigueur[49]. 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 +17,2 % entre le 1er janvier 2018 et le 31 décembre 2018.

Graphique 33: Evolution du tarif réglementé de vente de gaz naturel d'Engie, hors taxes et CTA, en € constants 2018 par mégawattheure



Source : CRE

[49] Pour les tarifs en vigueur au 31 décembre 2018, il s'agit de l'arrêté du 28 juin 2018.

3.2.2.1.2 Les offres de marché

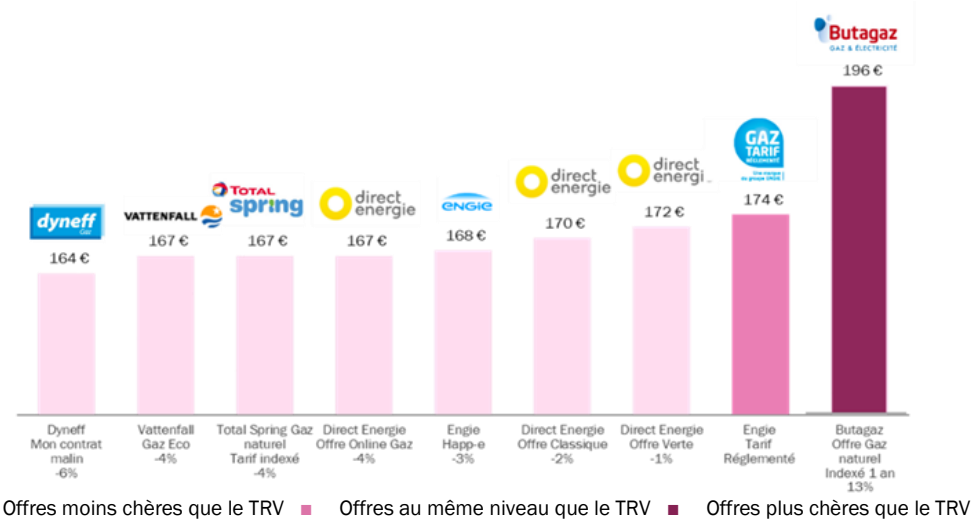
Les offres proposées par les fournisseurs sont comparées ci-dessous dans le cas d'un client résidentiel ayant une consommation annuelle de 750 kWh par an (client dit « Cuisson ») et dans le cas d'un client résidentiel ayant une consommation de 17 000 kWh par an (client dit « Chauffage »), les deux étant situés à Paris.

Cette comparaison distingue les deux grands types d'offres de marché proposées par les fournisseurs : les offres à prix fixe et les offres prix variable qui peuvent être indexées sur le tarif réglementé de vente ou sur différents produits (prix spot, produits pétroliers ou gaziers…) ou évoluer selon une formule propre au fournisseur.

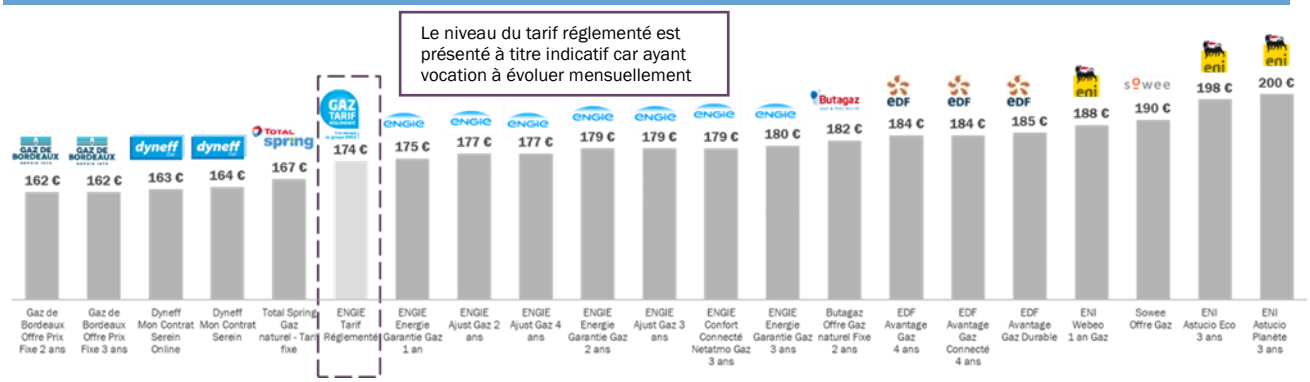
Les offres présentées ont été déclarées au préalable volontairement par chacun des fournisseurs sur le comparateur d'offre du site www.energie-info.fr. Il est donc possible que les offres présentées ne soient pas complètement exhaustives.

Les factures sont présentées TTC et hors promotion éventuelle.

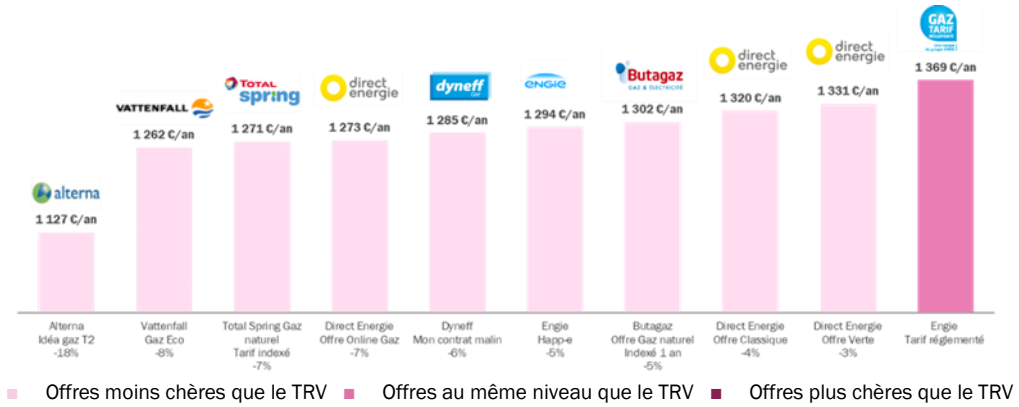
Graphique 34 : Comparaison des offres à prix variable pour un client type « cuisson » au 31 décembre 2018



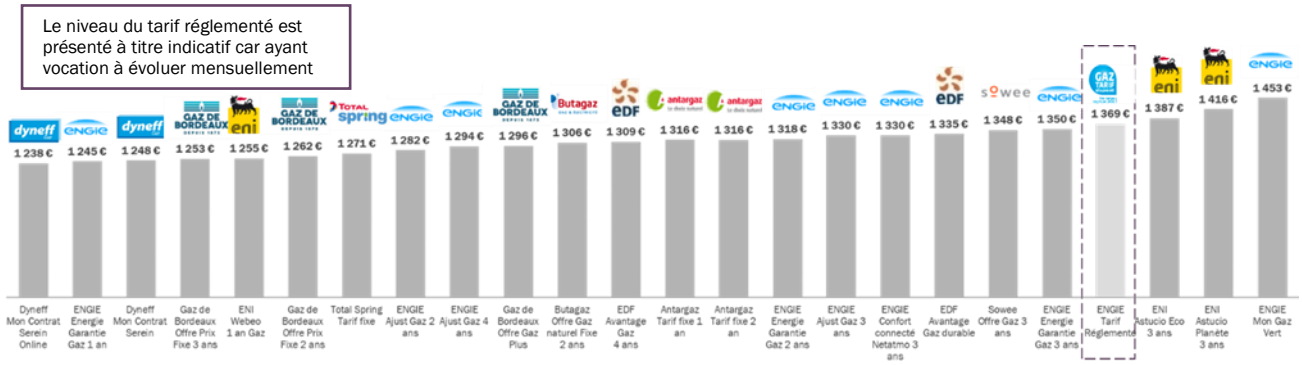
Graphique 35 : Comparaison des offres à prix fixe pour un client type « cuisson » au 31 décembre 2018



Graphique 36 : Comparaison des offres à prix variable pour un client type « chauffage » au 31 décembre 2018



Graphique 37: Comparaison des offres à prix fixe pour un client type « chauffage » au 31 décembre 2018



Source : Comparateur d'offre www.energie-info.fr

Les offres à prix variable sont comparées par rapport au tarif réglementé de vente d'ENGIE (ex GDF Suez). Pour les deux types de clients, les offres à prix variable les moins chères sont proposées par Dyneff et Alterna correspondant à un prix annuel respectivement 6 % et 18 % inférieur au TRV pour les clients « cuisson » et « chauffage ».

Concernant les offres à prix fixe, l'offre à prix fixe la plus compétitive permet a priori de réaliser des économies encore plus importantes pour le client type chauffage. Néanmoins, le gain effectivement réalisé par rapport au tarif réglementé ne pourra être évalué qu'a posteriori car il dépend de l'évolution des tarifs réglementés (qui varie tous les mois pour ENGIE).

3.3 La sécurité d'approvisionnement

3.3.1 Le suivi de l'équilibre offre / demande de gaz naturel

L'approvisionnement en gaz de la France repose essentiellement sur les importations.

Tableau 28 : Bilan du marché français en 2016, en comparaison avec 2015 (en TWh)

En TWh							
Approvisionnements				Débouchés			
	2017 Méthode initiale	2017 méthode CRE Observatoire	2018 méthode CRE Observatoire		2017 Méthode initiale	2017 méthode CRE Observatoire	2018 méthode CRE Observatoire
Déstockage	109	111	111	Stockage	97	99	143
Production	0	0	0	Exportations	100	107	82
Importations (gazoducs et terminaux)	583	591	585	Consommations clients finals	494	490	463

Source : CRE, d'après les données de GRTgaz et Teréga (flux commerciaux ; données non corrigées du climat)

En 2018, le bilan gazier est stable avec des volumes d'approvisionnements et de débouchés proches de ceux de 2017. Les fondamentaux de l'équilibre du marché du gaz diffèrent néanmoins par rapport à l'année précédente. La consommation faible grâce aux températures globalement douces s'est établie ainsi en baisse de 6 % par rapport à 2017 en atteignant 463 TWh. Une vague de froid s'est en revanche abattue fin février sur l'Europe et la France provoquant une forte tension d'approvisionnement sur les marchés avec un pic de prix à plus de 50 €/MWh en France.

L'année 2018 s'est également caractérisée par une forte sollicitation des stockages, en particulier lors de la saison d'injection avec des volumes injectés qui ont atteint 143 TWh, soit une hausse de 45 % par rapport à l'année précédente. La demande d'injection a été fortement stimulée puisque les stockages avaient atteint un seuil critique à la sortie de l'hiver et aussi grâce à la mise en œuvre de la nouvelle réforme de stockage. Entre avril et septembre 2018, les injections représentent presque 40 % de la demande de gaz.

L'essor du GNL se confirme en 2018 avec un volume importé de 117 TWh contre 102 TWh en 2017 et 80 TWh en 2016. Ce niveau en hausse reflète néanmoins une disparité saisonnière avec de faibles arrivées lors de l'été en raison d'une demande asiatique élevée mais un rebond d'activité à l'automne.

En conséquence de la baisse de la consommation et de la hausse des importations de GNL, les importations terrestres via gazoduc ont baissé en 2018 en atteignant 468 TWh contre 489 TWh en 2017. Les exportations ont suivi la même tendance avec un volume exporté de 82 TWh soit une baisse de 23 %.

3.3.1.1 Hiver 2017-2018

Le risque de congestion sud-est est resté présent au cours de l'hiver 2017-2018. La fusion des zones qui a eu lieu le 1er novembre 2018 devrait toutefois contribuer à améliorer la situation.

Les GRT ont ainsi été amenés, à plusieurs reprises, à mettre en œuvre le mécanisme de marché de spread localisé, dont la création a été approuvée par la CRE en octobre 2017. Le spread localisé est un mécanisme contractuel dont disposent les gestionnaires du réseau de transport (GRT) de gaz naturel pour résoudre des situations de congestion. Concrètement, si une congestion apparaît, le GRT va simultanément acheter du gaz en aval de la congestion et le revendre en amont de celle-ci. Il peut ainsi modifier les flux programmés par les expéditeurs, tout en étant neutre pour l'équilibrage du réseau. Le coût pour le GRT est la différence de prix entre les points d'achat du gaz et les points de vente. Ces points d'achat et de vente sont les points d'interconnexion avec les pays adjacents, les terminaux méthaniers et les stockages souterrains.

Utilisé au cours de l'hiver 2017-2018, le spread localisé a permis de lever les congestions dans le sud-est.

3.3.1.2 Hiver 2018-2019

Dans le cadre de la fusion des zones pour la création d'une place de marché unique du gaz, des travaux permettant d'acheminer du gaz depuis Teréga vers le sud-est ont été réalisés par GRTgaz et Teréga, afin de faire disparaître le risque de congestion en novembre 2018. Les capacités retenues pour la zone fusionnée en sortie du réseau principal aux Points d'Interface Transport Stockage (PITS) ont été dimensionnées pour permettre le remplissage des stockages souterrains dans des conditions nominales. En outre, le réseau de transport permet des souscriptions de court terme en sortie PITS permettant aux clients expéditeurs de bénéficier de flexibilités supplémentaires à l'injection.

La fréquence d'utilisation du mécanisme de spread localisé devait donc être réduite. Cependant l'utilisation des flexibilités prévues a contribué à mettre en risque le bon fonctionnement du réseau dans une situation tendue et à avoir recours au spread localisé pour un coût total de 4 millions d'euros sur deux jours. En conséquence, la CRE a adapté dans sa délibération du 29 mai 2019, la délibération d'octobre 2017. Désormais, lors d'une situation exceptionnellement tendue lors d'une journée, caractérisée par une alerte rouge, les capacités en sortie des Points d'Interface Transport Stockage doivent être interrompues à l'initiative des GRT pour la part au-delà des niveaux nominaux suivants :

PITS	Périmètre	Niveau nominal en injection GWh/jour
Nord-Ouest	GRTgaz	150
Nord-Est	GRTgaz	110
Nord B	GRTgaz	110
Atlantique	GRTgaz	360
Sud-Est	GRTgaz	150
Sud-Ouest	Teréga	330

Enfin, un retour d'expérience sur la zone unique sera présenté par les GRT à l'issue de l'été 2019 pour permettre si cela est pertinent, d'adapter les mécanismes de fonctionnement de la zone unique de marché.

Par ailleurs, suite à la première campagne de souscription des capacités de stockage de gaz naturel, la quasi-totalité des capacités a été souscrite, à des prix variant de 0 à 2,02€/MWh/j. Ces souscriptions ont permis d'assurer ainsi la sécurité d'approvisionnement pour l'hiver 2019-2020.

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

L'article L. 141-10 du code de l'énergie modifié par la loi LTECV prévoit que « *les gestionnaires de réseaux de transport de gaz naturel établissent au moins tous les deux ans, sous le contrôle de l'Etat, un bilan prévisionnel pluriannuel. Ce bilan prend en compte les évolutions de la consommation, des capacités de transport, de distribution, de stockage, de regazéification, de production renouvelable et des échanges avec les réseaux gaziers étrangers.* »

GRTgaz, Teréga, GRDF et les entreprises locales de distribution (ELD), ont publié, le 25 janvier 2019, le bilan prévisionnel pluriannuel 2018 à l'horizon 2035.

Les opérateurs ont élaboré quatre scénarios autour de deux axes que sont (i) le dynamisme de la transition énergétique et (ii) la complémentarité des réseaux électriques et gaziers :

- Le scénario Bleu représente un scénario dans lequel le rythme de la transition énergétique est soutenu, grâce à un rythme volontariste de rénovations, des gains d'efficacité énergétique importants et un développement accéléré des filières d'énergies renouvelables ;
- Dans le scénario Orange, le rythme de la transition énergétique est limité par les moyens mobilisés pour sa concrétisation et s'appuie principalement sur l'optimisation des infrastructures énergétiques existantes ;

- Dans le scénario Rouge, le rythme de la transition énergétique est freiné par des conditions économiques atones avec une prolongation des tendances actuelles de développement des énergies renouvelables ;
- Dans le scénario Violet, le rythme de la transition énergétique est dynamique. Elle est fondée sur un recours massif à l'électricité sans optimisation de l'utilisation des différentes infrastructures énergétiques existantes.

Les GRT prévoient une diminution de la consommation dans trois scénarios sur quatre (Rouge, Bleu et Violet) et un scénario à consommation quasi constante (Orange). Les quatre scénarios affichent une réduction importante de la consommation des secteurs résidentiel et tertiaire et un développement de la mobilité gaz. Les scénarios les plus volontaristes dans le rythme de la transition énergétique (Bleu et Violet), affichent également une diminution de la consommation du secteur industriel et de la consommation de gaz nécessaire à la production d'électricité (centralisée et cogénération).

3.3.2.1.1 La demande de gaz naturel sur le réseau de GRT gaz

La consommation totale de gaz au sein de la zone d'équilibrage de GRTgaz en 2017 s'élève à 465 TWh, en hausse de 0,4 % par rapport au niveau de consommation de 2016. Dans sa communication du 24 janvier 2019 sur le bilan gaz 2018, GRTgaz a publié les données de consommation réalisées pour 2018, soit 442 TWh sur sa zone d'équilibrage.

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 2018 s'élève à 29 TWh, stable par rapport au niveau de consommation de 2017.

3.3.2.2 Les capacités de stockage

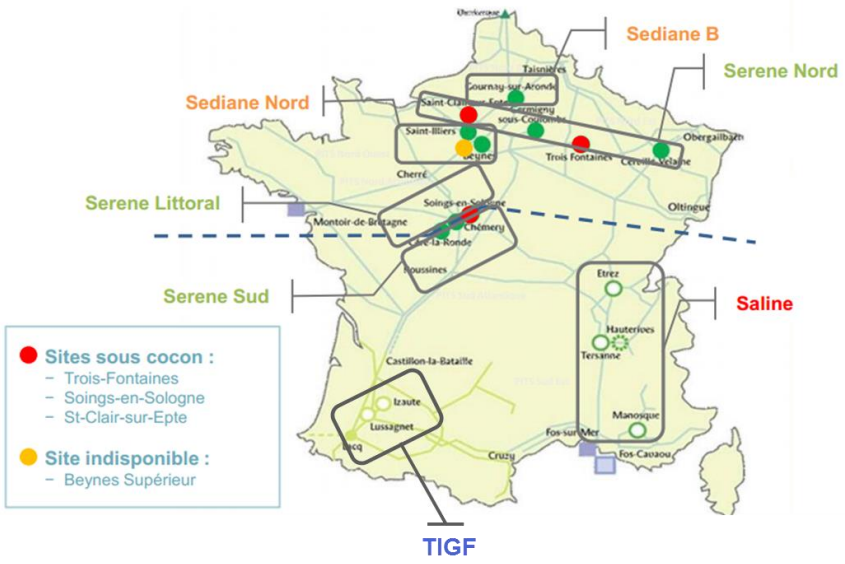
Entre 2019 et 2023, les infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel qui doivent rester en activité pour garantir la sécurité d'approvisionnement à moyen et long termes représentent un volume utile de 138,5 TWh et une capacité de soutirage de 2 376 GWh/j pour un remplissage correspondant à 45% du volume utile.

Ces capacités de stockage se répartissent entre opérateurs de la façon suivante :

- 105,4 TWh (76% de la capacité totale) pour Storengy sur 14 sites, dont 10 en nappes aquifères (centrés sur le bassin parisien) et 4 en cavités salines (dans le sud-est) ;
- 33,1 TWh (24% de la capacité totale) pour Teréga sur 2 sites en nappes aquifères dans le sud-ouest de la France (zone Teréga).

Le tableau suivant détaille les caractéristiques des produits de stockage.

Graphique 38: sites de stockage souterrain de gaz naturel en France



Source : Storengy – Analyse CRE

Dans un contexte de forte réduction des souscriptions aux stockages, Storengy a été contraint de placer sous cocon trois de ses sites : Trois-Fontaines, Soings-en-Sologne et St-Clair-sur-Epte.

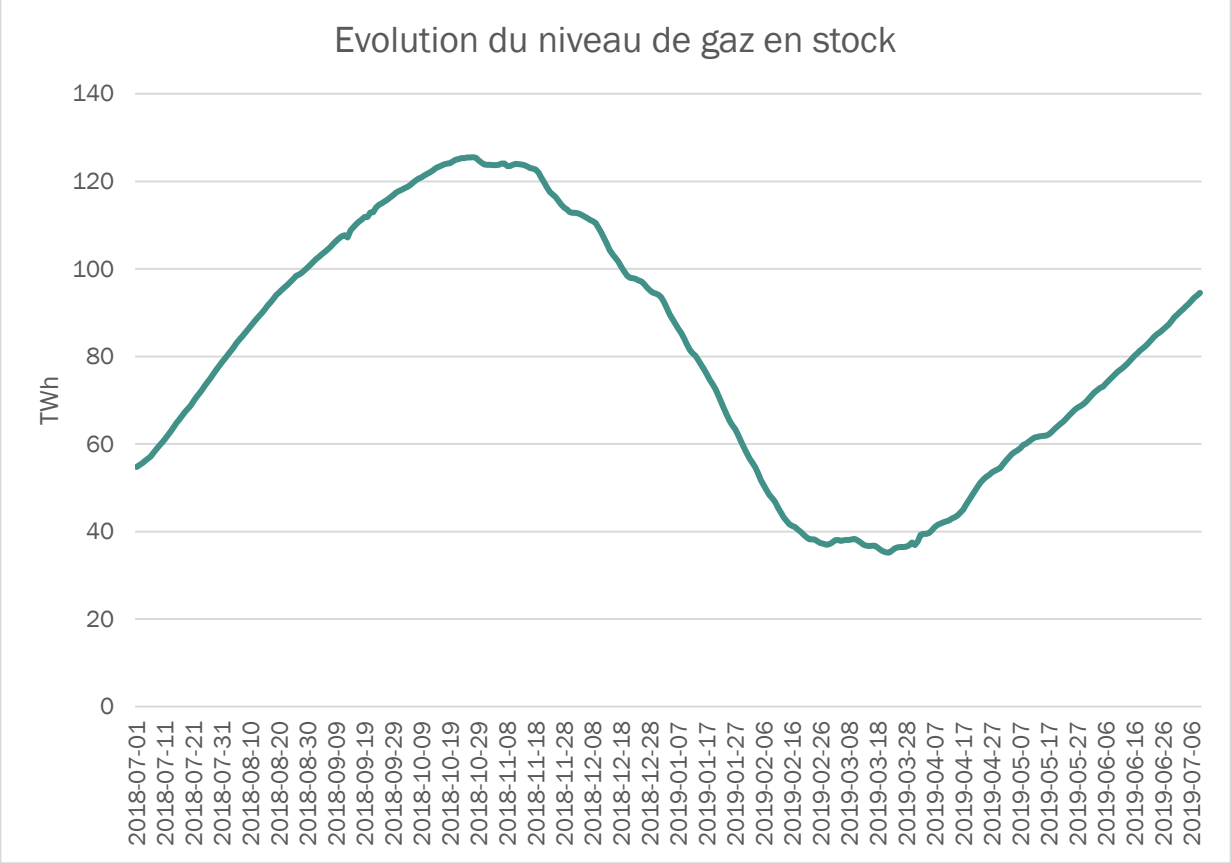
Tableau 29 : capacités de stockage et d'injection / soutirage en 2018-2019 par produit

	Capacité TWh	Injection GWh/j	Soutirage GWh/j (pointe)
Sediane B	13,4	120	54
Sediane Nord	12,2	85	44
Serene Nord	15	135	80
Serene Atlantique	47,5	135	80
Saline	12,8	90	19
TERÉGA FAST	33,1	100	25
TERÉGA FLEX		100	55
TERÉGA FAIR		100	80
TERÉGA Volume seul	2,0	0	0

Source : Storengy et TERÉGA – Analyse CRE

Les stockages salins sont les plus performants au soutirage, mais les volumes associés sont relativement faibles.

Graphique 39: Niveau de gaz en stock 2018-2019



Source : Storengy, Teréga – Analyse CRE

Les stockages sont remplis en été et vidés en hiver, pour faire face à la hausse de consommation hivernale. La totalité des stocks souscrits est remplie au 1er novembre.

Les enchères, organisées par Storengy et Teréga, ont débuté le 13 novembre 2018 et se sont achevées le 21 février 2018 : 28 ventes ont été organisées. La totalité des capacités commercialisées ont été allouées, à des prix variant entre 0,83 €/MWh et 4,29 €/MWh. Elles ont ainsi permis de tripler les recettes associées aux enchères par rapport à l'année dernière.

En dehors de ces enchères, certaines capacités avaient été souscrites par des contrats long terme. Au total, les capacités souscrites s'élèvent à 129 TWh.

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 deux premiers sont gérés par la société Elengy, filiale de GRTgaz depuis 2017. Le terminal de Fos Cavaou est quant à lui géré par Fosmax LNG, détenu par Elengy et Total. Le terminal de Dunkerque est détenu par Dunkerque LNG, filiale à 65,01% d'EDF, 25% de Fluxys et 9,99% de Total. Il a une capacité de regazéification de 13 Gm3/an. Ce dernier terminal bénéficie d'une exemption totale à l'accès régulé des tiers[50].

En 2017, le taux d'utilisation des capacités commercialisables des terminaux GNL français régulés était de 36%. La France est l'un des principaux importateurs de GNL en Europe et a reçu en 2017 environ 19% de ses imports en gaz sous forme de gaz liquide (107 TWh en 2017).

[50] Le 26 juin 2009, la société Dunkerque LNG, détenue à 65,01% par EDF, 25% par Fluxys et 9,99% par Total, a sollicité auprès du ministre chargé de l'énergie une exemption totale à l'accès régulé des tiers pour le projet de terminal méthanier situé dans le port autonome de Dunkerque. La CRE a émis un avis favorable à cette demande d'exemption par la délibération du 23 juillet 2009. L'autorisation de bénéficier de l'exemption, pour l'ensemble de la capacité du terminal et pour une durée de 20 ans, a été accordée à la société Dunkerque LNG par arrêté du 18 février 2010, préalablement modifié conformément à l'avis de la Commission européenne du 20 janvier 2010.

Les souscriptions au terminal de Fos Tonkin cessent en 2020[51]. Elengy a saisi la CRE le 29 mai 2019 d'une procédure d'appel au marché pour la prolongation du terminal méthanier de Fos Tonkin au-delà de 2020.

Les capacités suivantes sont proposées par Elengy :

- Une capacité annuelle de réception de 18 TWh ;
- Un nombre maximal de 36 opérations de déchargement par an, pour des navires de classe Medmax ;
- Un nombre maximal de 150 opérations de rechargement de micro-méthaniers

Cette procédure de marché a été approuvée sous réserve de modifications par la CRE le 6 juin 2019.

3.3.3 Les mesures de réponse aux pics de demandes et aux déficits d'approvisionnement

3.3.3.1 Les obligations des opérateurs de transport et de distribution de gaz

Le décret 2004-251 du 19 mars 2004 relatif aux obligations de service public dans le secteur du gaz impose que les opérateurs de transport et les opérateurs de distribution de gaz soient en mesure d'assurer la continuité de l'acheminement du gaz pour les clients finals n'ayant pas accepté contractuellement une fourniture susceptible d'interruption, même dans les situations suivantes :

- Hiver froid tel qu'il s'en produit statistiquement un tous les cinquante ans ;
- Température extrêmement basse pendant une période de trois jours au maximum telle qu'il s'en produit statistiquement une tous les cinquante ans.

Ces dispositions induisent un dimensionnement du réseau français au risque 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 application du règlement (UE) n°994/2010, un arrêté du 28 novembre 2013 prévoit la mise en place d'un plan national d'urgence gaz dans les cas suivants :

- Rupture ou insuffisance des approvisionnements de gaz, ayant notamment pour origine une tension économique, sociale ou politique dans un pays étranger, ou un incident technique sur une installation de stockage, de production, ou de transport située en dehors du territoire national ;
- Défaillance d'un fournisseur qui ne permettrait plus, le cas échéant, d'assurer de façon transitoire ou durable l'équilibre entre l'offre et la demande sur le territoire national ;
- Dysfonctionnement et, plus généralement, tout événement ayant des répercussions d'ampleur nationale sur les réseaux et installations gazières situés sur le territoire national ;
- Dysfonctionnement et, plus généralement, tout événement ayant des répercussions d'ampleur locale sur les réseaux et installations gazières situés sur le territoire national ;
- Épisode climatique exceptionnel, tel que l'équilibre entre l'offre et la demande du marché français n'est plus assuré par les obligations faites aux entreprises ;
- Participation de la France à la mise en œuvre de mesures d'urgence décidées en collaboration avec un ou plusieurs États membres de l'UE ou par celle-ci, en particulier au titre du règlement (UE) n°994/2010.

L'objectif de ce plan d'urgence est de mettre en place un dispositif mobilisable très rapidement pour prévenir ou retarder les conséquences d'une crise d'approvisionnement en France ou dans un autre État Membre.

Ce plan d'urgence définit trois niveaux de crise : alerte précoce ; alerte ; et urgence, qui constitue le seuil de mise en œuvre du plan.

En cas de déclenchement du plan d'urgence, une cellule de crise réunissant les opérateurs gaziers et organismes concernés est mise en œuvre par la Direction générale de l'énergie et du climat. Cette cellule est chargée de fournir les éléments de synthèse nécessaires au ministre, d'assurer la communication externe et la coordination avec les opérateurs, de décider des mesures appropriées et de vérifier leur mise en œuvre.

[51] En conséquence, Elengy a transmis à la CRE des prévisions de dépenses d'investissement et d'amortissement, de façon à ce que la base d'actifs régulés du terminal soit nulle à fin 2020.

L'arrêté du 28 novembre 2013 a également défini les mesures à mettre en œuvre en cas d'urgence. Celles-ci portent sur :

- La demande (incitations à la modération de la consommation, interruption des clients interruptibles ou des clients industriels en mesure de recourir à une source d'énergie alternative, réduction ou arrêt de la consommation dans les établissements publics ne recevant pas de public, réduction de la durée du chauffage dans les autres établissements) ;
- L'assouplissement des obligations de service public : en cas de déclaration d'urgence dans un autre État Membre, une partie du gaz réservé pour couvrir la consommation correspondant à une pointe de froid au risque 2 % pourrait être mise à disposition sur les marchés au titre de la solidarité ;
- Les mesures conservatoires prises par les autorités françaises, telles que la soumission à contrôle et répartition, en tout ou en partie, des ressources en énergie. Ces mesures concernent la production, l'importation, l'exportation, la circulation, le transport, la distribution, le stockage, le déstockage, l'acquisition, la cession, l'utilisation et la récupération des produits ;
- Le chauffage urbain ;
- En dernier ressort, les mesures de délestage.

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 donné pouvoir, pour un an, au gouvernement pour légiférer par ordonnance sur le sujet de la sécurité d'approvisionnement. Le gouvernement a donc pris le 19 décembre 2018 l'ordonnance n° 2018-1165 relative à la sécurité d'approvisionnement en gaz. La loi de ratification de cette ordonnance a été présenté en Conseil des ministres le 29 mai 2019. Cette ordonnance modifie les missions et les obligations incombant aux gestionnaires d'infrastructures, aux fournisseurs et aux consommateurs de gaz naturel en matière de fonctionnement du système gazier :

- Elle renforce les obligations pesant sur les gestionnaires de réseau de transport de gaz naturel (GRT) en matière d'analyse et de prévision, et introduit une obligation pour les acteurs gaziers de transmettre aux GRT les données nécessaires à l'exercice de leurs missions ;

- Elle étend l'obligation de mise sur le marché dans le cadre des appels au marché des GRT pour l'équilibrage et la continuité d'acheminement, qui avait été introduite par la loi hydrocarbures pour les stocks souterrains de gaz naturel, aux stocks de gaz naturel liquéfié conservés dans les terminaux méthaniers ;

- Enfin, elle définit un cadre législatif pour le délestage de la consommation de gaz naturel avec notamment la possibilité de sanctions afin de s'assurer que les consommateurs de gaz naturel respectent bien les ordres de délestages émis par les gestionnaires de réseau.

La CRE a rendu un avis favorable au projet d'ordonnance le 11 octobre 2018, considérant que ce texte contribue à renforcer la sécurité d'approvisionnement en gaz.

4. LA PROTECTION DES CONSOMMATEURS

4.1 La protection des consommateurs

4.1.1 Questions et les réclamations

Le dispositif Energie-Info, composé du site internet d'information des consommateurs particuliers et professionnels www.energie-info.fr et d'un service d'information consommateurs joignable par téléphone (appel et service gratuit : 0800 112 212) ou par écrit (courriel, télécopie ou courrier) est accessible gratuitement à tous les consommateurs français depuis le 1er juillet 2007.

Commun aux marchés de l'électricité et du gaz naturel, Energie-Info constitue le « guichet-unique » fournissant aux consommateurs 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 ou d'être conseillés et assistés dans le cadre d'un litige avec une entreprise du secteur de l'énergie.

Un peu plus de 188 000 consommateurs ont appelé le numéro vert Energie-Info en 2018. 107 000 d'entre eux ont utilisé le serveur vocal pour écouter la liste des fournisseurs et 81 000 ont préféré parler à un conseiller. La cellule d'expertise de deuxième niveau du service Energie-Info a géré environ 10 800 demandes en 2018. 41 % sont des questions sur les offres et démarches ; parmi les 71 % de demandes concernant des litiges, ce sont les résiliations

inexpliquées (17 %) qui arrivent en tête avec les contestations des niveaux de consommation facturés (11 %). Suivent les appels de consommateurs dénonçant des pratiques commerciales déloyales (9 %), les litiges sur le règlement des factures (8 %) ainsi que les prix/tarif (7 %) et les difficultés en cas de la suspension de fourniture (5 %).

De plus, sur cette même période, le site Internet a reçu plus de 1,9 millions de visites. Au total, 2,1 millions de consommateurs ont été renseignés par le médiateur national de l'énergie (service Energie-Info téléphone ou Internet et site du médiateur (www.energie-mediateur.fr).

En 2018, le médiateur a connu une hausse des abonnées sur Twitter, auprès des professionnels, avec 3 887 abonnés au 31 décembre 2018 contre 3 167 fin 2017. Sa page Facebook s'adresse au grand public, en proposant des informations pratiques. Son audience encore limitée reste à développer avec des nouveaux contenus : en 2018, elle recueillait 1 016 abonnés contre 781 l'année précédente. Le médiateur a été cité 839 fois dans les médias : 492 sur internet, 195 sur la presse écrite, 73 à la télévision, 79 à la radio.

Le médiateur national de l'énergie a enregistré 16 934 litiges directement (par courrier ou sur SOLLEN, sa plateforme de règlement des litiges en ligne) ou via son service d'information Energie Info. Parmi ces réclamations, 5 530 sont des litiges recevables (saisine écrite, délais respectés et entrant dans le champ de compétence du médiateur). 5 086 médiations ont été menées à terme en 2018, soit une augmentation de 37 % en regard de 2017.Il a fallu 63 jours en moyenne pour instruire un litige recevable. 81 % se sont déroulées en moins de 90 jours. 61 % des dossiers ont donné lieu à un accord amiable et au total, les opérateurs se sont rangés à l'avis du médiateur dans 86 % des cas.

Enfin, 94 % des consommateurs qui ont saisi le médiateur se disent prêt à le recommander à un proche et 89 % des personnes se disent satisfaites des actions du médiateur.

4.1.2 La protection des clients vulnérables

Des dispositions sociales en vue de la protection des consommateurs vulnérables (exclusivement des clients particuliers et non des entreprises) ont été adoptées en application de la loi du 10 février 2000 pour l'électricité et de la loi du 7 décembre 2006 pour le gaz, reprises dans le Code de l'énergie respectivement aux articles L. 121-5, L. 337-7 et L. 445-5.

4.1.2.1 Electricité

Les personnes en situation de précarité peuvent bénéficier d'un dispositif permettant de « préserver ou garantir l'accès à l'électricité ».

Elles peuvent bénéficier, sur critère de ressources, d'un tarif de première nécessité – TPN, auprès du fournisseur de leur choix, consistant en une remise forfaitaire dépendant de la composition du foyer et de l'abonnement.

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 TPN 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.

L'article 19 de la loi n°2013-312 du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses propositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes interdit les interruptions de fournitures pour impayés entre le 1er novembre et le 31 mars, y compris par résiliation de contrat. Seules des réductions de puissance seront possibles pendant cette période sauf pour les consommateurs bénéficiaires du TPN.

Environ 3,0 millions de foyers bénéficiaient du TPN fin 2017. Ce dispositif a été abrogé à partir du 1er janvier 2018 au profit du chèque énergie, sauf dans les îles de Saint-Martin et Saint-Barthélemy.

Les pertes de recettes et coûts de gestion supportés par les fournisseurs appliquant le TPN, à savoir les fournisseurs historiques (EDF, Électricité de Mayotte et les entreprises locales de distribution) et les fournisseurs alternatifs, font l'objet d'une compensation au titre des charges de service public de l'énergie. En 2018, ces charges se sont élevées à 83,2 M€ (contre 273,9 M€ en 2017) et correspondent principalement à la fin de facturation de clients ayant bénéficié du TPN en 2017 et aux charges liées aux réductions sur les services. Le coût prévisionnel du dispositif est évalué à encore 0,2 M€ pour 2019.

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. Le chèque énergie a été généralisé à partir du 1er janvier 2018, en replacement des tarifs sociaux. Ce chèque énergie,

d'un montant pouvant aller jusqu'à 227 €, est attribué sur la base d'un critère fiscal unique, en tenant compte du niveau de revenu et de la composition des ménages Ce dispositif permet donc aux ménages bénéficiaires de régler leur facture d'énergie, quel que soit leur moyen de chauffage (électricité, gaz naturel, GPL, fioul, bois…). S'ils le souhaitent, les bénéficiaires peuvent également utiliser le chèque pour financer une partie des travaux d'économies d'énergie qu'ils engagent dans leur logement.

Le montant moyen du chèque énergie est de 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. Ainsi, certains ménages chauffés au gaz naturel ont vu leur aide diminuer, mais les autres ménages ont pu bénéficier d'augmentations sensibles. Pour les consommateurs aux ressources les plus modestes qui ne sont pas chauffés au gaz, le montant de l'aide augmente de 70 € par an (170 € au lieu de 100 €). Pour ces ménages chauffés au gaz, l'aide diminue en moyenne d'une dizaine d'euros par an (170 € au lieu de 180 €) alors qu'ils cumulaient les aides pour l'électricité et le gaz.

Les coûts relatifs au chèque énergie ne font pas partie du périmètre des charges de service public de l'énergie.

Les bénéficiaires du chèque énergie bénéficient des mêmes réductions portant sur les services liés à la fourniture que les clients bénéficiant du TPN, à savoir la gratuité de la mise en service et une réduction de 80% sur les frais de déplacement pour impayés. Les coûts supportés par les fournisseurs à ce titre sont intégrés au périmètre des charges de service public de l'énergie. Ces charges se sont élevées à 1,7 M€ en 2018, et devraient atteindre 4,3 M€ en 2019 et 4,9 M€ en 2020.

En complément du TPN ou du chèque énergie, les consommateurs les plus en difficulté peuvent bénéficier d'une aide au paiement de leurs factures en lien avec les services sociaux via le fonds de solidarité pour le logement (FSL).

4.1.2.2 Gaz

Les consommateurs ayant droit à la tarification spéciale de l'électricité bénéficient également d'un Tarif spécial de solidarité (TSS) applicable à la fourniture de gaz naturel. Le montant du TSS représenté par une réduction de la facture ou par un versement d'un chèque est établi en fonction des usages qui sont fait du gaz et du nombre de personnes composant le foyer. Comme pour le TPN, les bénéficiaires du TSS peuvent prétendre à la gratuité des mises en service ainsi qu'à une réduction de 80% sur les interventions pour impayés.

La loi n°2013-312 du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses propositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes, a interdit par son article 19, les interruptions de fournitures pour impayés entre le 1er novembre et le 31 mars, y compris par résiliation de contrat.

Environ 1,5 million de foyers bénéficiaient du TSS fin 2017. Ce dispositif a été abrogé à partir du 1er janvier 2018 au profit du chèque énergie.

Les fournisseurs qui appliquent le TSS supportent des charges composées des pertes de recettes et des coûts de gestion spécifiques (frais de personnel, développement de SI, émission du chèque énergie, etc.). Ces charges font l'objet d'une compensation au titre des charges de service public de l'énergie. En 2018, ces charges se sont élevées à 27,1 M€ (contre 92,8 M€ en 2017) et correspondent principalement à la fin de facturation de clients ayant bénéficié du TPN en 2017 et aux charges liées aux réductions sur les services. Il n'est prévu aucunes charges liées à ce dispositif pour 2019.

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. Le chèque énergie a été généralisé à partir du 1er janvier 2018, en remplacement des tarifs sociaux. Ce chèque énergie, d'un montant pouvant aller jusqu'à 227 €, est attribué sur la base d'un critère fiscal unique, en tenant compte du niveau de revenu et de la composition des ménages Ce dispositif permet donc aux ménages bénéficiaires de régler leur facture d'énergie, quel que soit leur moyen de chauffage (électricité, gaz naturel, GPL, fioul, bois…). S'ils le souhaitent, les bénéficiaires peuvent également utiliser le chèque pour financer une partie des travaux d'économies d'énergie qu'ils engagent dans leur logement.

Le montant moyen du chèque énergie est de 150 € (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. Ainsi, certains ménages chauffés au gaz naturel ont vu leur aide

diminuer, mais les autres ménages ont pu bénéficier d'augmentations sensibles. Pour les consommateurs aux ressources les plus modestes qui ne sont pas chauffés au gaz, le montant de l'aide augmente de 70 € par an (170 € au lieu de 100 €). Pour ces ménages chauffés au gaz, l'aide diminue en moyenne d'une dizaine d'euros par an (170 € au lieu de 180 €) alors qu'ils cumulaient les aides pour l'électricité et le gaz.

Les bénéficiaires du chèque énergie bénéficient des mêmes réductions portant sur les services liés à la fourniture que les clients bénéficiant du TSS, à savoir la gratuité de la mise en service et une réduction de 80% sur les frais de déplacement 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 0,5 M€ en 2018, et devraient atteindre 1,0 M€ en 2019.

Comme pour les dispositions sociales en électricité, 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).

4.2 Décisions marquantes en matière de règlement de différends

4.2.1 CoRDiS, décision du 16 mars 2018 relative à la contribution financière pour une extension du réseau public de distribution d'électricité

Le CoRDiS a été saisi d'un différend opposant la communauté d'agglomération Pau-Béarn-Pyrénées (CAPBP) et la communauté de communes des Luys en Béarn (CCLB) à la société Enedis dans le cadre de la création d'un nouveau transformateur au niveau du poste source de Pau Nord en raison du besoin de raccordement d'un projet de zone d'aménagement concerté sur le territoire d'une des communes desservies par ce même poste source.

Les communautés demanderesses soutiennent que l'opération de raccordement n'est pas une opération de raccordement de référence et, qu'à ce titre, les coûts de l'opération ne peuvent être mis à la charge du porteur du projet auquel elles se sont substituées mais uniquement à la charge de la société Enedis. La société Enedis soutient que la CAPBP et la CCLB n'ont pas le titre d'utilisateur du réseau et qu'elles n'ont donc pas intérêt à agir devant le comité de règlement des différends et des sanctions.

Le CoRDiS rappelle qu'il ne peut être saisi qu'en cas de différend entre les gestionnaires et les utilisateurs des réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité. Il ajoute que « la circonstance qu'une collectivité publique accepte de prendre à sa charge tout ou partie des coûts exposés pour l'extension du réseau public dans le cadre du raccordement d'une zone d'aménagement concerté ne peut conférer à cette collectivité la qualité d'utilisateur du réseau ». Dès lors, CAPBP et CCLB ne peuvent être considérées comme des utilisateurs du réseau.

En conséquence, le CoRDiS n'est pas compétent pour connaitre du différend et rejette les demandes de la CAPBP et de la CCLB.

(CoRDiS, 16 mars 2018, n°09-38-15 CAPBP et CCLB c/ Enedis)

4.2.2 CoRDiS, décision de sanction du 11 juin 2018, la société Enedis est condamnée à hauteur de 3 millions d'euros pour ne pas avoir respecté une décision de règlement des différends

En juillet 2014, la société Parc Éolien Lislet 2 avait saisi le CoRDiS d'une demande de règlement du différend qui l'opposait à la société Enedis relatif à l'exécution du contrat d'accès au réseau public de distribution d'électricité en injection (contrat CARD-I) de son installation de production. Elle demandait notamment au CoRDiS d'enjoindre à la société Enedis de proposer une modification des clauses contractuelles du contrat CARD-I relatives aux différents régimes de responsabilité en cas d'interruption du réseau.

Par une décision du 25 novembre 2015, le CoRDiS a enjoint à la société Enedis de transmettre à la société Parc Éolien Lislet 2 un nouveau contrat CARD-I dans un délai de six mois à compter de la notification de la décision, « *permettant d'assurer une totale transparence dans l'application des régimes de responsabilité en cas d'interruption du réseau* ».

En août 2016, sur le fondement de l'article L. 134-28 du code de l'énergie, la société Parc Éolien Lislet 2 a demandé au CoRDiS de constater que la société Enedis ne s'était pas conformée dans les délais requis à la décision de règlement de différend du 25 novembre 2015.

Dans sa décision du 11 juin 2018, le CoRDiS considère que la société Enedis n'a pas communiqué dans le délai de six mois imparti par sa décision de règlement de différend du 25 novembre 2015, un contrat produisant tous ses effets au moment de sa transmission.

Le CoRDiS relève également que la société Enedis a manqué à son obligation de transmettre un contrat qui garantisse une totale transparence dans l'application des régimes de responsabilité en cas d'interruption du réseau dans la mesure où certaines stipulations du contrat CARD-I relatives au régime de responsabilité de la société Enedis ne sont pas suffisamment précises ou sont incomplètes.

Le CoRDiS a par conséquent sanctionné la société Enedis à hauteur de 3 millions d'euros.

(CoRDiS, 11 juin 2018, n°03-40-16, portant sanction à l'encontre de la société Enedis en application de l'article L. 134-28 du code de l'énergie, *Journal officiel* du 19 juin 2018, texte n°92))

4.2.3 CoRDiS, décision du 18 juin 2018 relative aux conditions financières des prestations de gestion de clientèle effectuées par les fournisseurs pour le compte des GRD auprès des clients en contrat unique

Le CoRDiS rend une décision de règlement de différend relatif aux contrats d'acheminement sur le réseau de distribution de gaz naturel (CAD) conclus, d'une part, entre les sociétés DIRECT ENERGIE et GRDF, et d'autre part, entre les sociétés ENI GAS & POWER et GRDF.

Par une décision de renvoi en date du 2 juin 2016, la cour d'appel de Paris avait considéré qu'il appartenait bien au CoRDiS de préciser quelles étaient les conditions financières des prestations de gestion de clientèle liées à l'accès et à l'utilisation du réseau.

Le CoRDiS a sollicité au préalable l'avis du collège de la CRE, le 4 juillet 2016, tant en ce qui concernait la détermination de la rémunération des fournisseurs que le montant du versement rétroactif dû à la société DIRECT ENERGIE.

Sur le fond, le CoRDiS précise d'abord que la mise en œuvre du contrat unique supposait nécessairement que le fournisseur accomplisse au nom et pour le compte du GRD les prestations de gestion de clientèle auprès du client final, tout en rappelant que le fournisseur ne devait pas pour autant en supporter les coûts.

Ensuite, s'agissant de la détermination de la rémunération, un point marquant à souligner est la promotion de la notion d'efficacité économique qui irrigue la décision du CoRDiS.

En plus des dispositions législatives et règlementaires encadrant la réalisation des prestations en cause, cette notion a guidé le raisonnement du CoRDiS, notamment pour apprécier quelle devait être la situation contrefactuelle à retenir, mais également pour définir le fournisseur de référence.

A ce titre, si le CoRDiS a repris à son compte la référence à un « fournisseur normalement efficace » proposée par le collège de la CRE, c'est pour en livrer une lecture, une conception, tout à fait spécifique au droit de la régulation économique et correspondant à ses finalités propres, bien qu'elle ne soit pas sans rappeler des références utilisées en droit de la concurrence. Le CoRDiS a ainsi considéré que :

« (...) *la référence à un « fournisseur normalement efficace », si elle est propre au droit de la régulation économique qui ne poursuit pas exactement les mêmes objectifs que le droit de la concurrence, qui, en ce qui concerne les pratiques des opérateurs, s'inscrit dans un cadre répressif consistant à délimiter ce qui est licite et illicite, peut notamment être rapprochée de la référence au « concurrent aussi efficace » utilisée en matière de pratiques tarifaires abusives susceptibles d'exclure les concurrents du marché. Cette référence n'impose pas au régulateur de rechercher quels seraient les coûts d'un opérateur « idéalement efficace », mais de prendre en compte à partir de la réalité des modèles de coûts constatés sur le marché, une efficacité normalement attendue pour ce type d'opérateur.* »

Il enjoint par conséquent à la société GRDF de proposer un nouvel avenant au CAD prévoyant notamment une rémunération des fournisseurs par la société GRDF égale aux montants suivants :

- 91,00 euros par an pour la gestion de chaque point de livraison en offre de marché ayant choisi les options tarifaires T3 ou T4 ou TP ;
- 8,10 euros par an pour la gestion de chaque point de livraison en offre de marché ayant choisi les options tari- faires T1 ou T2 ou ne disposant pas de compteur individuel.

S'agissant du versement rétroactif dû à la société DIRECT ENERGIE, le CoRDiS a considéré que la cour d'appel de Paris n'a pas entendu différencier les montants à appliquer au titre des périodes antérieures et postérieures à son arrêt.

(CoRDiS, 18 juin 2018, n°11-38-13 Direct Energie et Eni Gas & Power c/ GRDF, dans le cadre de l'exécution de l'arrêt de la cour d'appel de Paris du 2 juin 2016, *Journal officiel* du 20 juin 2018, texte n°96)

4.2.4 CoRDiS, décisions du 13 juillet 2018 relatives à la validité de l'offre transmise et application de la loi de validation

Le CoRDiS a rendu deux décisions relatives à la conclusion d'un contrat de prestations de gestion de clientèle en contrat unique en électricité.

En premier lieu, dans la décision n° 01-38-17 sur le différend opposant la société ENI à la société Enedis, le CoRDiS fait droit à la demande d'ENI tendant à ce qu'il constate que le contrat de prestations de gestion de clientèle avait été valablement formé le 2 novembre 2016 avec la société Enedis.

Le CoRDiS précise notamment que l'intervention de la décision du Conseil d'Etat du 13 juillet 2016 entre l'émission de l'offre de contrat de prestations pour la gestion de clientèle en contrat unique et son acceptation ne constitue pas un changement de circonstances de droit de nature à remettre en cause la validité de l'offre transmise.

Pour rappel, dans sa décision du 13 juillet 2016, le Conseil d'Etat a jugé que la loi, d'une part, implique que les coûts de gestion des clients en contrat unique ne sont pas supportés par les fournisseurs d'électricité et, d'autre part, ne permet pas de limiter dans le temps, ni de limiter à certains fournisseurs, la rémunération de ces prestations par le gestionnaire de réseau.

En second lieu, dans la décision n° 08-38-17 sur le différend opposant la société Joul à la société Enedis, le CoRDiS considère qu'en refusant de faire droit à la demande de la société Joul tendant au versement d'une rémunération au titre des coûts financés par lui pour le compte du gestionnaire de réseau, alors qu'il ressortait de l'instruction qu'à cette date, six autres fournisseurs en bénéficiaient, la société Enedis a méconnu son obligation de traitement non-discriminatoire au sens de l'article L. 322-8 du code de l'énergie.

Toutefois, le CoRDiS rejette la demande d'injonction de transmettre un projet de contrat de prestation de services équivalent aux contrats déjà signés avec d'autres fournisseurs rétroactivement à compter du 1er juin 2016, dans la mesure où cette demande se heurte aux dispositions de l'article 13 de la loi n° 2017-1839 du 30 décembre 2017 mettant fin à la recherche ainsi qu'à l'exploitation des hydrocarbures validant expressément les stipulations des contrats conclus entre le gestionnaire de réseau et les fournisseurs d'électricité en ce qu'ils laissent à la charge de ces derniers les coûts supportés par eux pour le compte du gestionnaire de réseau avant l'entrée en vigueur de la loi.

(CoRDiS, ENI c. Enedis, 13 juillet 2018 ; CoRDiS, Joul c. Enedis, 13 juillet 2018)

4.2.5 CoRDiS, décision de sanction du 5 octobre 2018, la société Vitol est condamnée à hauteur de 5 millions d'euros pour manipulations de marché sur un marché de gros de l'énergie

Le CoRDiS sanctionne pour la première fois des faits de manipulations de marché sur un marché de gros de l'énergie.

En décembre 2016, le Président de la CRE a saisi le comité d'une demande de sanction sur le fondement des dispositions de l'article L. 134-25 du code de l'énergie. Cette demande repose sur les conclusions d'une enquête ouverte en avril 2014 qui avait constaté un comportement de la société VITOL S.A. susceptible d'enfreindre les règles définies par le règlement européen du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie, dit « règlement REMIT ».

Dans sa décision du 5 octobre 2018, le CoRDiS retient que la société VITOL S.A. a procédé à des manipulations de marché au PEG Sud de la France en méconnaissance de l'article 5 du règlement REMIT.

En effet, le CoRDiS constate que la société VITOL S.A. a suivi au cours de 65 cas répartis sur 54 journées de trading entre le 1er juin 2013 et le 31 mars 2014 le mode opératoire consistant :

- Dans un premier temps, à empiler les ordres à la vente, généralement en début de journée de trading (notamment avant 15h00) lorsque la liquidité est très faible. Au fur et à mesure de la journée, les ordres à la vente de la société VITOL S.A. étaient insérés à des prix de plus en plus bas. Cet empilement diminuait ensuite après 16h00 au cours de la période la plus liquide de la journée ;
- Dans un deuxième temps, lorsque les prix avaient baissé, à procéder à des achats importants ;
- Enfin, dans un troisième temps, une fois ses achats réalisés, à annuler ses ordres de vente pour finir la journée avec un bilan acheteur.

Le mode opératoire de la société VITOL S.A. était, d'une part, de nature à envoyer au marché des indications trompeuses quant à l'état de l'offre et de la demande au PEG Sud et, d'autre part, faute de démonstration contraire de la part de la société VITOL S.A., ce comportement ne répondait pas à une logique économique rationnelle.

Le CoRDiS sanctionne par conséquent la société VITOL S.A. à hauteur de 5 millions d'euros.

(CoRDiS, 5 octobre 2018, n° 02-40-16, portant sanction à l'encontre de la société Vitol pour manipulations de marché sur un marché de gros de l'énergie, *Journal officiel* du 24 octobre 2018, texte n° 76))

INDEX DES GRAPHIQUES

Graphique 1 : Temps moyen de coupure annuel pour les utilisateurs des réseaux Basse Tension gérés par Enedis 10
Tableau 1 : Rente de congestion en 2018 (perçue par RTE) 18
Tableau 2 : Type de calcul de capacité envisagé dans chacune des régions de calcul de capacité 19
Tableau 3 : Statut de décision et date de mise en œuvre attendue 21
Tableau 4: Structure du marché français 28
Tableau 5: Différentiel moyen entre les offres à l'achat et les offres à la vente 29
Tableau 6: Maximum des échanges entre la France et ses pays voisins en 2018 (en MW) 29
Tableau 7: Corrélations des prix entre la France et les pays voisins (spot J+1) 31
Tableau 8 : Écart de prix moyen entre la France et les pays voisins (spot J+1) 31
Tableau 9: Ecart de prix moyen entre la France et l'Allemagne (forward annuel Y+1) 33
Graphique 2 : Transactions à l'interconnexion France – Allemagne en 2018 34
Graphique 3 : Transactions à l'interconnexion France – Belgique en 2018 34
Graphique 4 : Transactions à l'interconnexion France – Grande-Bretagne en 2018 35
Graphique 5 : Transactions à l'interconnexion France – Espagne en 2018 35
Graphique 6 : Transactions à l'interconnexion France – Italie en 2018 36
Graphique 7 : Transactions à l'interconnexion France – Suisse en 2018 36
Tableau 10: Répartition des consommateurs finals par type de site (au 31 décembre 2018) 39
Tableau 11: Répartition de la consommation annuelle des consommateurs finals (au 31 décembre 2018) 39
Graphique 8: Typologie des sites au 31 décembre 2018 40
Tableau 12: Parts de marché des 3 fournisseurs historiques les plus significatifs (en nombre de sites au 31 décembre 2018) 41
Tableau 13 : Parts de marché des 3 fournisseurs alternatifs les plus significatifs (en nombre de sites au 31 décembre 2018) 41
Tableau 14: Parts de marché des 3 fournisseurs historiques les plus significatifs en volume (au 31 décembre 2018) 41
Tableau 15 : Parts de marché des 3 fournisseurs alternatifs les plus significatifs en volume (au 31 décembre 2018) 41
Graphique 9 : Indice HHI pour les différents segments de clientèle 42
Graphique 10: Les fournisseurs nationaux d'électricité 42
Graphique 11: Taux de switch trimestriel 43
Tableau 16 : Augmentation des tarifs réglementés de vente en 2018 par rapport à 2017 (évolution en moyenne, 45 hors taxes) 45
Graphique 12 : Evolution du Tarif Réglementé de Vente de vente de l'électricité hors taxes en euros constants 45 2018 45
Tableau 17:Facture aux tarifs réglementés de vente d'électricité au 31 décembre 2018 46
Graphique 13 : Comparaison des offres à prix variable pour un client Base 6 kVA 48
Graphique 14 : Comparaison des offres vertes à prix variable pour un client Base 6 kVA 48
Graphique 15: Comparaison des offres à prix variable pour un client HP/HC 9 kVA 48
Graphique 16 : Comparaison des offres vertes à prix variable pour un client HP/HC 9 kVA 49
Graphique 17 : Comparaison des offres à prix fixe pour un client Base 6 kVA 49
Graphique 18: Comparaison des offres vertes à prix fixe pour un client Base 6 kVA 49
Graphique 19: Comparaison des offres à prix fixe pour un client HP/HC 9 kVA 50
Graphique 20: Comparaison des offres vertes à prix fixe pour un client HP/HC 9 kVA 50
Graphique 21 : Le parc électrique installé en France au 31 décembre 2018 51
Tableau 18 : Le prix des écarts depuis avril 2017 53
Tableau 19: Importations, exportations, et production de gaz (flux commerciaux) 68
Graphique 22: Prix du *day-ahead* au PEG Nord* (moyennes mensuelles) 70
Graphique 23: Prix du *day-ahead* sur les principaux hubs du nord-ouest de l'Europe (moyenne mensuelle) 71
Graphique 24: Ecart de prix day-ahead entre le PEG Nord et le TRS 71
Graphique 25: Variation mensuelle du spread Nord-Sud 72
Tableau 20 : Volumes échangés sur les marchés intermédiés 73
Graphique 26: Livraisons au PEG Nord et à la TRS 73
Graphique 27: Niveau de concentration des marchés intermédiés français (Segment *spot*) 74
Graphique 28: Niveau de concentration des marchés intermédiés français (Segment à terme) 74
Graphique 29 : Typologie des sites en gaz naturel, au 31 décembre 2018 75

Tableau 21 : Répartition en nombre de sites des consommateurs finals par type de site, au 31 décembre 2018 75
Tableau 12 : Répartition en volume des consommateurs finals par type de site, au 31 décembre 2018 76
Tableau 23 : Parts de marché, en nombre de sites, des trois plus gros fournisseurs historiques sur chaque segment, au 31 décembre 2018 76
Tableau 22 : Parts de marché, en nombre de sites, des trois plus gros fournisseurs alternatifs sur chaque segment, au 31 décembre 2018 76
Tableau 23 : Parts de marché, en volume, des trois plus gros fournisseurs historiques sur chaque segment, au 31 décembre 2018 76
Tableau 24 : Parts de marché, en volume, des trois plus gros fournisseurs alternatifs sur chaque segment, au 31 décembre 2018 77
Graphique 30 : Indice de Herfindahl-Hirschman (HHI) en nombre de sites et en volume pour les différents segments du marché de détail 77
Graphique 31 : Les fournisseurs nationaux du gaz naturel 78
Graphique 32 : Taux de switch trimestriel de 2008 à 2018 79
Tableau 25: Décomposition de la facture TTC aux tarifs réglementés de vente d'Engie au 31 décembre 2018 (€/MWh) 79
Graphique 33: Evolution du tarif réglementé de vente de gaz naturel d'Engie, hors taxes et CTA, en € constants 2018 par mégawattheure 80
Graphique 34 : Comparaison des offres à prix variable pour un client type « cuisson » au 31 décembre 2018 81
Graphique 35 : Comparaison des offres à prix fixe pour un client type « cuisson » au 31 décembre 2018..... 81
Graphique 36 : Comparaison des offres à prix variable pour un client type « chauffage » au 31 décembre 2018 . 82
Graphique 37: Comparaison des offres à prix fixe pour un client type « chauffage » au 31 décembre 2018..... 82
Tableau 28 : Bilan du marché français en 2016, en comparaison avec 2015 (en TWh) 83
Graphique 38: sites de stockage souterrain de gaz naturel en France 86
Tableau 29 : capacités de stockage et d'injection / soutirage en 2018-2019 par produit..... 86
Graphique 39: Niveau de gaz en stock 2018-2019..... 87