



# Rapport annuel à la Commission européenne

Juillet 2014



## Table des matières

<b>Message du collège.....</b>	<b>2</b>
<b>1 Présentation de la Commission de régulation de l'énergie ....</b>	<b>4</b>
1.1 Le fonctionnement de la CRE .....	4
1.1.1 Le collège de la CRE .....	4
1.1.2 Le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS) .....	4
1.2 De nouvelles missions avec des moyens réduits .....	5
1.3 Des recours devant les juridictions administratives en forte croissance .....	6
<b>2 Le marché de l'électricité .....</b>	<b>7</b>
2.1 L'accès aux réseaux de transport et de distribution d'électricité.....	7
2.1.1 La certification du gestionnaire de réseaux de transport et la dissociation des gestionnaires de réseaux de distribution.....	7
2.1.2 Les aspects techniques .....	12
2.1.3 Les tarifs de raccordement et d'accès aux réseaux.....	16
2.1.4 Les échanges transfrontaliers d'électricité.....	27
2.1.5 La mise en conformité par rapport aux décisions de l'ACER .....	32
2.2 La concurrence et le fonctionnement du marché de l'électricité.....	32
2.2.1 Le marché de gros .....	32
2.2.2 Le marché de détail .....	44
2.3 La sécurité d'approvisionnement .....	53
2.3.1 Les projets d'infrastructures à cinq ans .....	53
2.3.2 Les mesures de réponse aux pics de demandes et aux déficits d'approvisionnement.....	55
<b>3 Le marché du gaz .....</b>	<b>58</b>
3.1 L'accès aux réseaux de transport et de distribution de gaz .....	58
3.1.1 La certification des gestionnaires de réseaux de transport et la dissociation des gestionnaires de réseaux de distribution.....	58
3.1.2 Les aspects techniques .....	62
3.1.3 Les échanges transfrontaliers de gaz .....	69
3.1.4 La mise en conformité par rapport aux décisions de l'ACER .....	75
3.2 La concurrence et le fonctionnement du marché du gaz.....	75
3.2.1 Le marché de gros .....	75
3.2.2 Le marché de détail .....	83
3.3 La sécurité d'approvisionnement .....	92
3.3.1 Le suivi de l'équilibre offre / demande de gaz naturel.....	92
3.3.2 Le niveau de la demande prévue, des réserves disponibles et des capacités supplémentaires envisagées .....	94
3.3.3 Les mesures de réponse aux pics de demandes et aux déficits d'approvisionnement .....	100
<b>4 La protection des consommateurs .....</b>	<b>103</b>
4.1 La protection des consommateurs .....	103
4.1.1 Le respect des mesures prévues à l'annexe 1 .....	103
4.1.2 Les relations contractuelles entre les clients et les fournisseurs.....	103
4.1.3 Le changement de fournisseur.....	105
4.1.4 Questions et réclamations .....	108

4.2	La protection des clients vulnérables .....	109
4.2.1	Electricité .....	109
4.2.2	Gaz.....	110
4.3	Le règlement de différends.....	112
4.3.1	Clarification de l'étendue de la compétences du CoRDIS.....	112
4.3.2	Précision de la procédure applicable devant le CoRDIS.....	113
4.3.3	Application des dispositions du décret dit « moratoire » .....	113
4.3.4	Interprétation de la notion de solution de raccordement de référence.....	114

## Liste des tableaux

TABLEAU 1: LES DELIBERATIONS DE LA CRE RELATIVES AUX BAREMES DE RACCORDEMENT .....	18
TABLEAU 2: PARAMETRES RETENUS POUR LE CALCUL DU CMCP DE RTE .....	23
TABLEAU 3: EVALUATION DE LA RENTE DE CONGESTION EN 2013 .....	27
TABLEAU 4: ESTIMATION DU SURCOUT D'APPROVISIONNEMENT LIE A L'ABSENCE DE COUPLAGE DES MARCHES .....	28
TABLEAU 5: STRUCTURE DU MARCHÉ FRANÇAIS .....	32
TABLEAU 6: DIFFERENTIEL MOYEN ENTRE LES OFFRES A L'ACHAT ET LES OFFRES A LA VENTE.....	35
TABLEAU 7: CAPACITES D'IMPORT ET D'EXPORT ENTRE LA FRANCE ET LES PAYS VOISINS EN 2013 (EN MW) .....	35
TABLEAU 8: CORRELATIONS DES PRIX ENTRE LA FRANCE ET LES PAYS VOISINS ( <i>SPOT</i> J+1) .....	36
TABLEAU 9: ECART DE PRIX MOYEN ENTRE LA FRANCE ET LES PAYS VOISINS ( <i>SPOT</i> J+1) .....	37
TABLEAU 10: ECART DE PRIX MOYEN ENTRE LA FRANCE ET L'ALLEMAGNE ( <i>FORWARD</i> ANNUEL Y+1) .....	38
TABLEAU 11: REPARTITION DES CONSOMMATEURS FINALS PAR TYPE DE SITE (AU 31 DECEMBRE 2013). 44	
TABLEAU 12: REPARTITION DE LA CONSOMMATION ANNUELLE DES CONSOMMATEURS FINALS (AU 31 DECEMBRE 2013) .....	44
TABLEAU 13: PARTS DE MARCHÉ (EN NOMBRE DE SITES AU 31 DECEMBRE 2013).....	45
TABLEAU 14: PARTS DE MARCHÉ DES 3 FOURNISSEURS HISTORIQUES LES PLUS SIGNIFICATIFS (EN NOMBRE DE SITE AU 31 DECEMBRE 2013) .....	45
TABLEAU 15: PARTS DE MARCHÉ DES 3 FOURNISSEURS ALTERNATIFS LES PLUS SIGNIFICATIFS (EN NOMBRE DE SITES AU 31 DECEMBRE 2013) .....	46
TABLEAU 16: PARTS DE MARCHÉ EN VOLUME (AU 31 DECEMBRE 2013).....	46
TABLEAU 17: PARTS DE MARCHÉ DES 3 FOURNISSEURS HISTORIQUES LES PLUS SIGNIFICATIFS EN VOLUME (AU 31 DECEMBRE 2013) .....	46
TABLEAU 18: PARTS DE MARCHÉ DES 3 FOURNISSEURS ALTERNATIFS LES PLUS SIGNIFICATIFS EN VOLUME (AU 31 DECEMBRE 2013) .....	46
TABLEAU 19: FACTURE AUX TARIFS REGLEMENTES DE VENTE D'ELECTRICITE AU 31 DECEMBRE 2013 .....	48
TABLEAU 20: HAUSSE NECESSAIRE DU TARIF REGLEMENTE DE VENTE (EN %) POUR EN ASSURER LA CONTESTABILITE, EN FONCTION DES PRIX DE MARCHÉ EN 2013.....	52
TABLEAU 21: ÉVOLUTION DES TARIFS SUR LES DIX DERNIERES ANNEES .....	52
TABLEAU 22: EVOLUTION DE LA POINTE DE CONSOMMATION A MOYEN TERME DANS LE SCENARIO DE REFERENCE .....	55
TABLEAU 23: LE PRIX DES ECARTS .....	57
TABLEAU 24: IMPORTATIONS, EXPORTATIONS, ET PRODUCTION DE GAZ PAR ZONES .....	76
TABLEAU 25: VOLUMES ECHANGES SUR LES MARCHES INTERMEDIES.....	80
TABLEAU 26: REPARTITION DES CONSOMMATEURS FINALS PAR TYPE DE SITE (AU 31 DECEMBRE 2013). 83	
TABLEAU 27: REPARTITION DE LA CONSOMMATION ANNUELLE DES CONSOMMATEURS FINALS (AU 31 DECEMBRE 2013) .....	83
TABLEAU 28: PARTS DE MARCHÉ DES 3 PLUS GROS FOURNISSEURS SUR CHAQUE SEGMENT (EN NOMBRE DE SITES, AU 31 DECEMBRE 2013) .....	84
TABLEAU 29: PARTS DE MARCHÉ DES 3 PLUS GROS FOURNISSEURS HISTORIQUES SUR CHAQUE SEGMENT (EN NOMBRE DE SITES, AU 31 DECEMBRE 2013) .....	84

<b>TABLEAU 30: PARTS DE MARCHE DES 3 PLUS GROS FOURNISSEURS ALTERNATIFS SUR CHAQUE SEGMENT (EN NOMBRE DE SITES AU 31 DECEMBRE 2013) .....</b>	<b>85</b>
<b>TABLEAU 31: PARTS DE MARCHE EN VOLUME DES 3 PLUS GROS FOURNISSEURS SUR CHAQUE SEGMENT (AU 31 DECEMBRE 2013) .....</b>	<b>85</b>
<b>TABLEAU 32: PARTS DE MARCHE DES 3 PLUS GROS FOURNISSEURS HISTORIQUES EN VOLUME SUR CHAQUE SEGMENT (AU 31 DECEMBRE 2013) .....</b>	<b>85</b>
<b>TABLEAU 33: PARTS DE MARCHE DES 3 PLUS GROS FOURNISSEURS ALTERNATIFS EN VOLUME SUR CHAQUE SEGMENT (AU 31 DECEMBRE 2013) .....</b>	<b>85</b>
<b>TABLEAU 34: POSTES DE COUTS COUVERTS PAR LA FACTURE AU TARIF REGLEMENTE DE VENTE DE GDF SUEZ AU 31 DECEMBRE 2013 (EN %) .....</b>	<b>88</b>
<b>TABLEAU 35: CALENDRIER DE SUPPRESSION DES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE AUX CONSOMMATEURS NON RESIDENTIELS.....</b>	<b>89</b>
<b>TABLEAU 36: BILAN DU MARCHE FRANÇAIS EN 2013, EN COMPARAISON AVEC 2012 (EN TWh) .....</b>	<b>92</b>
<b>TABLEAU 37: CONSOMMATION MENSUELLE DE GAZ NATUREL EN FRANCE (2012-2013).....</b>	<b>93</b>
<b>TABLEAU 38: CAPACITES DE STOCKAGE, D'INJECTION ET DE SOUTIRAGE EN 2013 .....</b>	<b>96</b>
<b>TABLEAU 39: QUANTITES DE GAZ EN STOCK SUR L'ENSEMBLE DES SITES FRANÇAIS.....</b>	<b>96</b>
<b>TABLEAU 40: CAPACITES FERMES D'ENTREE ET DE SORTIE DU RESEAU FRANÇAIS EN 2013 (GWh/j) .....</b>	<b>98</b>

## Liste des illustrations

GRAPHIQUE 1: TEMPS MOYEN DE COUPURE ANNUEL POUR LES UTILISATEURS DES RESEAUX BASSE TENSION GERES PAR ERDF .....	15
GRAPHIQUE 2: TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – ALLEMAGNE EN 2013 .....	38
GRAPHIQUE 3: TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – BELGIQUE EN 2013.....	39
GRAPHIQUE 4: TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – GRANDE-BRETAGNE EN 2013 .....	39
GRAPHIQUE 5: TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – ESPAGNE EN 2013 .....	40
GRAPHIQUE 6: TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – ITALIE EN 2013 .....	40
GRAPHIQUE 7: TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – SUISSE EN 2013 .....	41
GRAPHIQUE 8: TYPOLOGIE DES SITES AU 31 DECEMBRE 2013.....	45
GRAPHIQUE 9: INDICE HHI AU 31 DECEMBRE 2013 .....	47
GRAPHIQUE 10: LES FOURNISSEURS NATIONAUX D'ELECTRICITE .....	47
GRAPHIQUE 11: TAUX DE SWITCH TRIMESTRIEL.....	48
GRAPHIQUE 12: COMPARAISON DES OFFRES A PRIX INDEXES POUR UN CLIENT BASE 6 KVA.....	50
GRAPHIQUE 13: COMPARAISON DES OFFRES A PRIX INDEXE POUR UN CLIENT HP/HC 9 KVA.....	50
GRAPHIQUE 14: COMPARAISON DES OFFRES A PRIX FIXE POUR UN CLIENT BASE 6 KVA .....	50
GRAPHIQUE 15: COMPARAISON DES OFFRES A PRIX FIXE POUR UN CLIENT HP/HC 9 KVA.....	51
GRAPHIQUE 16: PRIX DU <i>DAY-AHEAD</i> AU PEG NORD (MOYENNES MENSUELLES).....	77
GRAPHIQUE 17: PRIX DU <i>DAY-AHEAD</i> SUR LES MARCHES DE GROS FRANCAIS (CHRONIQUES JOURNALIERES) .....	77
GRAPHIQUE 18: ECART DE PRIX <i>DAY-AHEAD</i> ENTRE LE PEG NORD ET LE PEG SUD.....	78
GRAPHIQUE 19: VOLATILITE MENSUELLE DU SPREAD NORD-SUD .....	79
GRAPHIQUE 20: VOLUME DES LIVRAISONS NETTES DE GAZ SUR LE MARCHÉ DE GROS FRANÇAIS (DONNEES MENSUELLES) .....	81
GRAPHIQUE 21: NIVEAU DE CONCENTRATION DES MARCHES INTERMEDIÉS FRANÇAIS (SEGMENT SPOT) .	82
GRAPHIQUE 22: NIVEAU DE CONCENTRATION DES MARCHES INTERMEDIÉS FRANÇAIS (SEGMENT A TERME) .....	82
GRAPHIQUE 23: TYPOLOGIE DES SITES DE FOURNITURE DE GAZ AU 31 DECEMBRE 2013 .....	84
GRAPHIQUE 24: INDICE HHI AU 31 DECEMBRE 2013 .....	86
GRAPHIQUE 25: LES FOURNISSEURS NATIONAUX DU GAZ NATUREL .....	87
GRAPHIQUE 26: TAUX DE SWITCH TRIMESTRIEL DE 2008 A 2013 .....	87
GRAPHIQUE 27: EVOLUTION DU TARIF REGLEMENTE DE VENTE DE VENTE DE GAZ NATUREL HORS TAXES EN EUROS CONSTANTS 2013 .....	88
GRAPHIQUE 28: COMPARAISON DES OFFRES A PRIX INDEXE SUR LE TARIF REGLEMENTE POUR UN CLIENT TYPE BASE (CUISSON) AU 31 DECEMBRE 2013.....	90
GRAPHIQUE 29: COMPARAISON DES OFFRES A PRIX FIXE POUR UN CLIENT TYPE BASE (CUISSON) AU 31 DECEMBRE 2013 .....	91
GRAPHIQUE 30: COMPARAISON DES OFFRES A PRIX INDEXE SUR LE TARIF REGLEMENTE POUR UN CLIENT B1 (CHAUFFAGE) AU 31 DECEMBRE 2013.....	91
GRAPHIQUE 31: COMPARAISON DES OFFRES A PRIX FIXE POUR UN CLIENT B1 (CHAUFFAGE) AU 31 DECEMBRE 2013 .....	92



## Liste des encadrés

<b>ENCADRE 1 : SPECIFICITES CONCESSIVES DU MODELE FRANÇAIS DE DISTRIBUTION ET TRADUCTION DANS LE BILAN COMPTABLE D'ERDF .....</b>	<b>21</b>
<b>ENCADRE 2 : PICS DE PRIX NEGATIFS DE L'ELECTRICITE DE JUIN 2013 .....</b>	<b>33</b>

## Avertissement

En vertu de l'article 32 de la loi du 10 février 2000, transposant les articles 23.1 et 25.1 des directives 2003/54/CE et 2003/55/CE, la Commission de régulation de l'énergie vient de publier son rapport annuel.

La Direction générale de l'énergie de la Commission européenne souhaite, toutefois, obtenir des informations complémentaires dont disposent les autorités de régulation nationales. A ce titre, le présent rapport est transmis à la DG ENER.

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. Ainsi, en matière de service public (article 15 de la directive 2009/72/CE et 3.11 de la directive 2009/73/CE) et de sécurité d'approvisionnement (article 4 de la directive 2009/72/CE et article 5 de la directive 2009/73/CE), la Commission de régulation de l'énergie détient des compétences partagées avec les ministres de l'économie et de l'énergie.

\*

\* \*

## Message du collègue

« Inespérée » confiait Jean Monnet à la fin de sa vie à propos de la construction européenne, étroitement associée dès son origine aux enjeux de l'énergie. Il rappelait également dans ses mémoires « J'ai toujours pensé que l'Europe se ferait dans les crises et qu'elle serait la somme des solutions qu'on apporterait à ces crises ». La politique européenne affronte aujourd'hui une nouvelle épreuve. Elle mène de front deux grands chantiers, dont on ne peut que constater le manque d'harmonisation. Le premier consiste à accorder une place centrale aux enjeux climatiques, notamment avec le développement subventionné de la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables. Le second est d'achever le marché intérieur fondé sur les principes du droit de la concurrence qui garantissent un accès libre, transparent et non discriminatoire aux réseaux d'électricité et de gaz et le libre choix du fournisseur d'électricité et du gaz, tout en assurant la protection du consommateur. Au demeurant, l'essor d'une Europe forte au niveau interne comme au niveau international est déterminant face aux défis énergétiques et à leurs conséquences en termes de compétitivité, de sécurité d'approvisionnement et d'impact sur l'environnement.

La tâche est d'autant plus difficile que de nombreux facteurs d'incertitude affectent le secteur de l'énergie. Les effets conjugués de la crise économique, des retombées de la catastrophe nucléaire de Fukushima et de l'exploitation aux États-Unis des gaz de schiste ont, d'une façon ou d'une autre, eu des conséquences sur les marchés européen et français de l'énergie.

La crise économique a à la fois diminué la demande d'électricité et fait chuter les prix du CO<sub>2</sub>. La tension moindre sur le charbon, en raison de l'utilisation massive aux États-Unis des gaz de schiste pour la production d'électricité, a fait baisser son prix sur le marché international et l'a rendu en Europe plus compétitif que le gaz pour les centrales électriques.

Si l'on ajoute à ces phénomènes le développement important des énergies renouvelables pour respecter les objectifs européens définis dans la directive relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables de 2009 et leur arrivée massive sur les réseaux d'électricité, on aboutit à une situation inédite de « surcapacité » en moyenne et de prix de marché bas (parfois négatifs) qui n'avait pas été anticipée par les acteurs du secteur. Ceci diminue, voire annule la rentabilité de certains moyens de production comme les centrales à cycle combiné à gaz (CCCG), dont plusieurs notamment en France ont été mises sous cocon.

Enfin la très forte demande asiatique de GNL absorbe une grande partie des volumes prévus pour approvisionner le sud de l'Europe, qui en est largement dépendante, et provoque ainsi une forte augmentation des prix dans ces régions.

Face à ces difficultés, les progrès vers un marché européen de l'énergie intégré, s'ils apparaissent plus lents que prévus et peu visibles, sont néanmoins incontestables. Le travail « au petit point » des régulateurs obtient des résultats significatifs et contribue à assurer la sécurité d'approvisionnement des États membres de l'Union et à garantir la protection des consommateurs pour qu'ils bénéficient d'un fonctionnement efficace des marchés nationaux.

La mise en place des codes de réseau en 2013 marque une étape importante vers l'achèvement du marché intérieur. Grâce aux travaux des régulateurs nationaux et de l'ACER, les allocations de capacité de transport du gaz ont été harmonisées pour faciliter les échanges aux frontières entre les réseaux voisins. Par ailleurs, conformément aux orientations européennes, la CRE travaille à la mise en œuvre d'une place unique de marché en France pour éviter les différences de prix du gaz entre le Nord et le Sud du territoire.

Des progrès considérables sont également réalisés pour améliorer le marché de l'électricité et pour rendre plus fluides les échanges aux interconnexions entre les États membres. C'est le cas de la France avec ses voisins, l'Angleterre, l'Allemagne et l'Espagne. Le couplage avec

l'Italie devrait être effectif dans les prochains mois. La France a présenté un solde d'exportation d'électricité de 47,6 TWh en augmentation de 3,6 TWh par rapport à 2012.

La CRE, qui a fixé en 2013 les nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux d'électricité, fait évoluer le dispositif tarifaire du transport pour inciter RTE à développer les interconnexions. Par ailleurs, soucieuse de promouvoir l'évolution technologique des réseaux nécessaire à leur modernisation, et en particulier à l'intégration de l'énergie produite à partir de sources intermittentes, elle attribue une part plus importante à la recherche et au développement. En outre, avec l'objectif de garantir aux consommateurs un fonctionnement efficace du marché de l'électricité, la CRE renforce le système d'incitations pour améliorer la qualité de service du gestionnaire de réseau de distribution aux utilisateurs et pour diminuer les temps de coupure d'électricité.

Avec l'arrivée annoncée des compteurs de gaz et d'électricité communicants et l'évolution technologique des réseaux d'électricité et de gaz engagée sur l'ensemble du territoire, le marché de l'énergie adoptera certainement un rythme plus dynamique. Les offres se diversifieront. Face à ce nouveau paysage concurrentiel, l'information du consommateur, encore très insuffisante, va devoir progresser pour lui permettre de choisir l'offre la mieux adaptée à ses besoins tout en limitant sa consommation et de diminuer sa facture sans nuire à son confort.

Le marché amorce en 2014 une mutation importante avec la fin des tarifs réglementés du gaz pour une partie des consommateurs professionnels, qui franchira une première étape dès juin 2014 et se poursuivra jusqu'au 1er janvier 2016. Date à laquelle les tarifs réglementés d'électricité pour les professionnels prendront également fin.

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

## 1.1 Le fonctionnement de la CRE

### 1.1.1 Le collège de la CRE

La loi du 15 avril 2013<sup>1</sup> a modifié la composition du collège de la CRE pour la quatrième fois en 13 ans. Le code de l'énergie prévoit désormais que le collège de la Commission, qui respecte la parité entre hommes et femmes, est composé de six membres, nommés pour une durée de six ans sans possibilité de renouvellement<sup>2</sup>. Les membres autres que le président nommés à compter de l'entrée en vigueur de la loi comprendront :

- un membre nommé par décret, sur proposition du ministre chargé de l'Outre-Mer, en raison de sa connaissance et de son expérience des zones non interconnectées ;
- un membre nommé par le président de l'Assemblée nationale et un par celui du Sénat, en raison de leurs qualifications juridiques, économiques et techniques respectivement dans le domaine de la protection des données personnelles et dans celui des services publics locaux de l'énergie ;
- deux membres nommés par décret, en raison de leurs qualifications juridiques, économiques et techniques, pour l'un dans les domaines de la protection des consommateurs d'énergie et de la lutte contre la précarité énergétique, et pour l'autre dans les domaines de la maîtrise de la demande d'énergie et des énergies renouvelables.

En application des dispositions législatives relatives au renouvellement du collège de la CRE, Mme Helene GASSIN et M. Jean-Pierre SOTURA ont été nommés membres du collège de la CRE par décret du Président de la République en date du 28 mars 2013. Par ailleurs, Catherine EDWIGE a été nommée commissaire sur proposition du ministre chargé de l'outre-mer par décret en date du 28 mars 2014 pour une durée de 3 ans.

La loi du 15 avril 2013 a par ailleurs renforcé les règles d'incompatibilité applicables aux membres du collège de la CRE : l'interdiction de toute prise d'intérêt directe ou indirecte dans une entreprise du secteur de l'énergie vaut désormais jusqu'à l'expiration d'un délai de trois ans suivant la fin du mandat des membres du collège de la CRE.

Enfin, la modification du règlement intérieur de la CRE par délibération en date du 10 octobre 2013 est venue formaliser le principe de transparence dans les procédures mises en œuvre par le régulateur. Le texte prévoit désormais que, dans les cas où la publication n'est pas expressément prévue par les textes, les délibérations adoptées par le collège de la CRE sont rendues publiques (sur son site web), sauf décision contraire du collège<sup>3</sup>.

Pas moins de 182 délibérations ont été rendues par le collège au cours de l'année 2013. Par ailleurs, 23 consultations publiques et 70 auditions ont été organisées par la CRE en 2013.

### 1.1.2 Le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS)

Jusqu'à présent composé de deux conseillers d'État désignés par le vice-président du Conseil d'État et deux conseillers à la Cour de cassation désignés par le premier président de la Cour de cassation, le CoRDIS a également vu sa composition évoluer : il comprend également

---

<sup>1</sup> Loi n°2013-615 du 15 avril 2013 visant à préparer la transition vers un système énergétique sobre et portant diverses dispositions sur la tarification de l'eau et sur les éoliennes.

<sup>2</sup> Par exception, les membres actuels du collège ont été nommés pour des durées allant de trois à six ans, afin d'assurer le renouvellement par tiers du collège tous les deux ans.

<sup>3</sup> Il convient de souligner que, comme le règlement intérieur le précise, ces publications sont effectuées sous réserve des secrets protégés par la loi.

depuis 2013 quatre membres suppléants. La loi du 15 avril 2013 a par ailleurs précisé les modalités de séparation des pouvoirs de poursuite et de sanction au sein du comité.

Monique LIEBERT CHAMPAGNE a été nommée présidente du CoRDIS de la CRE au premier semestre 2013. Par ailleurs, Françoise LAPORTE a été nommée membre du CoRDIS de la CRE par le Premier président de la Cour de cassation à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2014.

Le recul du nombre de saisines du CoRDIS observé en 2012 s'est poursuivi en 2013, avec 16 nouvelles saisines reçues. En 2013, le CoRDIS a rendu pas moins de 59 décisions.

## **1.2 De nouvelles missions avec des moyens réduits**

L'article 35 de la directive 2009/72/CE et l'article 41 de la directive 2009/73/CE disposent que « l'autorité de régulation nationale bénéficie de crédits budgétaires séparés et d'une autonomie dans l'exécution du budget alloué, et dispose de ressources humaines et financières suffisantes pour s'acquitter de ses obligations ».

Malgré l'accroissement des missions de la CRE, ses effectifs et son budget de fonctionnement ont régressé depuis 2010 et sont systématiquement amputés en cours d'année par des mesures de gel budgétaire.

Le manque d'effectifs de la CRE affecte particulièrement :

- sa capacité à gérer les appels d'offres en matière d'énergies renouvelables dans les délais requis. La CRE a rappelé à cet égard que la directive 2009/72/CE n'impose pas que cette mission soit confiée à l'autorité de régulation de l'énergie. Elle pourrait être confiée à un autre organisme indépendant ;
- sa capacité à siéger dans les groupes européens où s'élaborent, entre régulateurs, les règles relatives à l'intégration des réseaux. La CRE a dû fortement réduire sa participation à ces groupes ;
- sa capacité à prendre en charge toute nouvelle mission non strictement requise par les textes européens ou législatifs. La CRE a ainsi été amenée, pour cette raison, à donner le 10 avril 2013 un avis défavorable à un projet de décret prévoyant qu'elle mènerait une analyse systématique des coûts de l'ensemble des fournisseurs de gaz au tarif réglementé préalablement à ses avis sur les tarifs.

La poursuite de la réduction du budget de fonctionnement de la CRE après la mise en œuvre d'un plan d'économies affecte essentiellement son budget d'études, d'audit et de conseils externes. Or, ces études sont indispensables à la fixation des tarifs. La CRE a proposé à cet égard que le code de l'énergie soit modifié de façon à ce que certains frais d'études puissent être mis à la charge des opérateurs concernés par l'intermédiaire d'une contribution spécifique. Cette proposition a été rejetée par la direction du budget.

De surcroît, deux nouveaux textes publiés en 2013 viennent à nouveau alourdir les missions de la CRE. La loi du 15 avril 2013 a élargi le périmètre des missions de la CRE à la définition et à la mise en œuvre des mécanismes de promotion des effacements de consommation d'électricité<sup>4</sup>. En outre, la CRE a désormais compétence pour proposer au ministre chargé de l'Énergie la méthode de calcul du montant des garanties de capacités comprises dans les contrats d'approvisionnement à long terme de l'électricité. Par ailleurs, le CoRDIS a désormais compétence pour sanctionner les manquements des opérateurs à leur mission de fourniture d'électricité au tarif de première nécessité, ainsi que les manquements de nature à porter gravement atteinte au fonctionnement du marché de l'énergie ainsi que les

---

<sup>4</sup> La CRE a désormais pour missions de (i) proposer un décret fixant la méthodologie utilisée pour établir les règles permettant leur valorisation, (ii) donner son avis sur l'arrêté fixant le montant de la prime versée aux opérateurs d'effacement, et de (iii) proposer chaque année au ministre de l'Énergie le montant des charges prévisionnelles résultant du versement de la prime.

manquements aux règles définies par le règlement européen du 25 octobre 2011 concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros. Le décret du 16 mai 2013<sup>5</sup> met quant à lui à la charge de la CRE la vérification des ajustements mensuels du barème des tarifs réglementés de vente de gaz, et une analyse détaillée, chaque année, des coûts des 24 fournisseurs aux tarifs réglementés.

Il convient enfin de souligner que la création par la loi du 15 avril 2013 d'un nouveau poste de membre du collège s'impute sur les effectifs de la CRE.

### **1.3 Des recours devant les juridictions administratives en forte croissance**

Les décisions de la CRE donnent lieu à un contentieux important. Plus de 100 recours ont été enregistrés devant le Conseil d'Etat entre 2007 et 2013, et 80 devant les tribunaux administratifs depuis que ces derniers ont compétence pour connaître de certaines décisions de la CRE.

Le nombre de recours connaît de fortes variations, de quelques unités en 2007, 2009 et 2010, à plusieurs dizaines en 2008 et en 2013. Le nombre d'annulations de décisions de la CRE prononcées à la suite de ces procédures est faible : 11 depuis 2007, soit environ 10 % par rapport aux recours.

Ce sont également les contentieux en série qui ont conduit à une forte augmentation du nombre de saisines du CoRDiS. Ainsi, depuis 2011, 90 recours contre les 225 décisions rendues par le CoRDiS ont été présentés devant la cour d'appel de Paris. Cette dernière n'a prononcé que des décisions de rejet, sauf dans un cas.

---

<sup>5</sup> Décret n°2013-400 du 16 mai 2013 modifiant le décret n° 2009-1603 du 18 décembre 2009 relatif aux tarifs réglementés de vente de gaz naturel.

## 2 Le marché de l'électricité

### 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 haute et très haute tension. Avec plus de 100 000 km de lignes comprises entre 63 000 et 400 000 volts et 46 lignes transfrontalières, le réseau géré par RTE est le plus important d'Europe. RTE compte 8500 salariés et est détenu à 100% par EDF.

En distribution, il existe en France 148 gestionnaires de réseau de distribution (GRD) d'électricité de tailles très inégales :

- ERDF, filiale d'EDF, gère 95% du réseau de distribution d'électricité du territoire métropolitain continental (1,3 million de km de lignes) et dessert 35 millions de clients ;
- 4 autres GRD de plus de 100 000 clients : Gérédis, SRD, Electricité de Strasbourg et URM ;
- Et enfin 143 GRD de plus petites tailles.

#### 2.1.1 La certification du gestionnaire de réseaux de transport et la dissociation des gestionnaires de réseaux de distribution

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

###### A. LE SUIVI DE LA MISE EN ŒUVRE DES DEMANDES DE LA CRE DANS LA DECISION 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*). L'indépendance du GRT par rapport à l'EVI se caractérise par une organisation interne et des règles de gouvernance qui garantissent son indépendance et 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. A cette fin, elle vérifie que l'opérateur tient les engagements qu'il a pris et qui ont été rappelés dans la délibération de certification et qu'il prend, dans les délais déterminés, les mesures définies par la CRE dans cette même délibération. L'octroi initial de la certification était en effet assorti de ces conditions.

Dans le cadre du suivi de la certification de RTE, 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 EDF sont autorisées et fournies dans les conditions définies par l'article L.111-18 du code de l'énergie.

Dans le cadre de son précédent rapport, la CRE a fait mention de 3 contrats en cours d'instruction en date du 4 juillet 2013. Sur ces trois contrats, un contrat relatif aux prestations du domaine SI-RH et dont le principe avait été accepté pour une période transitoire a fait l'objet d'un échange de courriers avec RTE. Les deux autres contrats ont fait l'objet d'une approbation.

Au cours de la période du 5 juillet 2013 au 4 juillet 2014, RTE a transmis 19 contrats à la CRE. A cette date, treize contrats ont été approuvés par la CRE au titre du suivi de la

certification et quatre sont en cours d'examen. Un contrat ne relevait pas du pouvoir d'approbation de la CRE et un contrat, relatif à des prestations en voie d'extinction rendues par l'EVI à RTE et dont le principe avait été accepté pour une période transitoire, a fait l'objet d'un échange de courriers avec RTE.

En particulier, la CRE note avec satisfaction qu'un nouveau centre de formation de RTE, séparé d'EDF, a été inauguré à Lyon le 21 juin 2013. Avec ce second centre de formation, RTE rassemble toutes ses formations techniques dans la région lyonnaise où 7500 personnes au total seront désormais accueillies chaque année pour maintenir et développer leurs compétences « métier ». La CRE se félicite de constater que le désengagement de la convention de prestations relative à la participation de RTE aux actions nationales de formation d'EDF a suivi son cours normal et que l'échéance de fin 2013 a été respectée.

S'agissant de la délibération relative au cas particulier de la R&D que la CRE a adopté le 4 juillet 2013 et mentionné dans son précédent rapport à la Commission européenne, la CRE a pris acte de la nécessité d'une période transitoire de 3 ans (2013 à 2015) pour assurer le désengagement des prestations de R&D fournies par EDF à RTE, et invitait RTE à achever en 2013 la cession des laboratoires d'essais dont il est actuellement propriétaire sur les sites des Renardières et de Martigues. Pour faire suite à cette délibération, la CRE a approuvé le 4 décembre 2013 les contrats de vente desdits laboratoires de RTE. La CRE a également reçu l'avenant prolongeant jusqu'en 2015 le contrat de prestation conclu entre RTE et EDF en matière de R&D et de maintenance de laboratoire et a pris acte du fait que celui-ci s'inscrivait dans le cadre des conditions fixées dans sa décision du 4 juillet 2013.

Par ailleurs, à l'occasion de sa délibération du 26 janvier 2012, la CRE avait constaté l'existence entre RTE et EDF d'un contrat portant sur les droits d'usage des prestations du domaine SI-RH. Ce contrat, entré en vigueur le 1er janvier 2008, avait été conclu pour une durée ferme de deux ans avec une période de prolongation optionnelle d'un an. RTE avait depuis prolongé ce contrat mais avait pris l'engagement, par courrier en date du 15 décembre 2011, de mettre un terme à ces prestations du domaine SI-RH d'ici fin 2013. Par courrier du 2 juillet 2013, RTE a informé la CRE que ce contrat ne serait pas reconduit après son échéance le 31 décembre 2013, RTE ayant pris toutes ses dispositions pour se désengager à cette date. RTE a procédé au remplacement des outils RH utilisés dans le cadre du contrat de prestation Groupe en se dotant de 10 applications propres. Cependant, des difficultés persistent pour 5 applications qui nécessitent d'être maintenues temporairement. RTE a sollicité l'accord de la CRE pour contractualiser, à titre dérogatoire pour une période de deux ans, une extension du contrat d'utilisation de ces applications. Cette sollicitation est en cours d'instruction.

En matière de déontologie, la CRE est attentive à ce que les règles internes de RTE continuent de garantir l'indépendance de ses salariés et dirigeants vis-à-vis de la maison mère.

## **B. LE SUIVI DES ACTIVITES RECURRENTES DE RTE AU REGARD DES EXIGENCES DE LA CERTIFICATION**

L'article L.431-6 code de l'énergie impose à RTE d'élaborer annuellement un plan décennal de développement du réseau, contraignant pour les trois premières années. Ce plan décennal est soumis à l'examen de la CRE qui peut imposer au GRT de le modifier. Les observations de la CRE concernant la cohérence du plan d'investissement de RTE avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté sont présentées au paragraphe 2.1.4.5.

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

elle est soumise vis-à-vis des autres sociétés appartenant à l'EVI. La CRE a approuvé par délibération du 23 janvier 2013 la nomination du nouveau responsable de la conformité de RTE, notamment chargé de vérifier l'application par RTE des engagements figurant dans le code de bonne conduite. Ce responsable établit un rapport annuel sur la mise en œuvre de ce code qu'il transmet à la CRE, vérifie la bonne exécution du schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité et avise, 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.

L'organe de règlement des différends de la CRE, le CoRDIS, peut sanctionner les manquements répétés qu'il constate de la part du GRT aux règles d'indépendance définies par le code de l'énergie, à l'obligation d'actualisation annuelle du schéma décennal de développement du réseau ou au refus de réaliser un investissement prévu dans ce schéma. En fonction de la gravité du manquement, le CoRDIS peut prononcer une sanction pécuniaire dont le montant ne peut excéder 8% du chiffre d'affaires hors taxe du dernier exercice clos, porté à 10% en cas de nouvelle violation de la même obligation. Enfin, conformément à l'article L. 134-30 du code de l'énergie, en cas de manquements persistants de la part du GRT aux règles d'indépendance, la CRE peut, après mise en demeure restée sans effet, confier tout ou partie des tâches assurées par le GRT à une société tierce répondant aux règles de la séparation patrimoniale.

Aucune sanction liée à des questions d'indépendance de RTE n'a été prononcée par le régulateur en 2013.

#### **2.1.1.2 La dissociation et l'indépendance des GRD**

Le principe de séparation juridique des gestionnaires de réseaux de distribution (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 (ERDF, Electricité de Strasbourg, URM, SRD et Gérédis-Deux-Sèvres) étaient juridiquement séparés.

La CRE observe que les gestionnaires de réseaux ont, pour la plupart, poursuivi en 2013 la consolidation de leur indépendance vis-à-vis de leurs maisons-mères respectives. Des efforts de communication ont notamment été entrepris pour mieux expliquer leurs missions au grand public et pour accroître leur notoriété auprès des consommateurs.

La rédaction des documents diffusés à l'occasion de la relève des compteurs a ainsi été revue par le service commun de GrDF et ERDF comme par certaines ELD afin d'indiquer que ce sont les gestionnaires de réseaux qui ont pour mission le relevé des index de consommation qui sont ensuite transmis au(x) fournisseur(s) d'électricité et de gaz naturel choisi(s) par le consommateur, en vue de la facturation. L'ensemble des supports de communication des GRD visant les clients du marché de détail gagnerait à incorporer des améliorations similaires.

En réponse aux recommandations formulées par la CRE dans ses précédents rapports, celle-ci note avec satisfaction que plusieurs fournisseurs d'électricité (dont notamment EDF, ES Energies, Séolis et UEM) ont fait évoluer la présentation de leur facture d'électricité afin qu'au-delà du numéro de téléphone du service dépannage électricité, l'identité du GRD qui assure ce service soit également mentionnée. La CRE considère que cette mention permettra de clarifier les rôles respectifs du fournisseur qui émet la facture et du GRD qui, quel que soit le fournisseur choisi par l'utilisateur, est chargé d'assurer le service de dépannage.

Toutefois, la progression de la notoriété de plusieurs distributeurs achoppe aujourd'hui sur la persistance de facteurs de confusion qui perdurent avec le fournisseur historique présent sur le même territoire. Ainsi, dans son précédent rapport, la CRE avait demandé aux distributeurs concernés de lui transmettre un plan d'actions permettant la disparition

complète de ces facteurs de confusion concernant leur identité sociale, leurs pratiques de communication et leur stratégie de marque.

En outre, l'article L.111-64 du code de l'énergie dispose que « la société gestionnaire d'un réseau de distribution [...] et les sociétés de production ou de fourniture qui la contrôlent [...] s'abstiennent de toute confusion entre leur identité sociale, leurs pratiques de communication et leur stratégie de marque. A cet effet, la société gestionnaire du réseau de distribution est propriétaire de la ou des marques qui l'identifient en tant que GRD. Elle seule en gère l'utilisation ». La situation conjointe de quatre gestionnaires de réseaux de distribution (ERDF, Electricité de Strasbourg, SRD et URM) et des sociétés de production ou de fourniture qui les contrôlent demeure non conforme aux dispositions de l'article L.111-64 du code de l'énergie. Gérédis a fait évoluer son logo au cours du premier semestre 2014, afin que celui-ci ne prête plus à confusion avec celui de son fournisseur historique.

Par ailleurs, l'utilisation généralisée depuis 2012 de l'expression « ERDF filiale à 100 % d'EDF », notamment dans les communiqués de presse et sur le site internet, pouvait conduire le public à percevoir ERDF comme dépendant d'EDF et renforçait la confusion entre ces deux sociétés. ERDF a cessé de faire usage de cette mention sur son site Internet et dans ses communiqués de presse depuis le 5 juin 2013. ERDF s'est en outre engagé, depuis le 3<sup>ème</sup> trimestre 2013, à ne plus faire mention systématiquement de sa position de filiale d'EDF sauf « dans les cas jugés nécessaires » (par exemple pour la communication financière). La CRE a recommandé à ERDF que la mention de sa qualité de filiale, lorsqu'elle s'avère effectivement indispensable, précise alors systématiquement qu'ERDF est une filiale indépendante du groupe EDF, afin de clarifier la nature des relations entre les deux sociétés.

Enfin, dans son rapport 2012 sur le respect des codes de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel, la CRE a fait état de diverses atteintes à l'indépendance de certains distributeurs d'électricité avec, notamment, des situations de cumul de fonctions entre activités concurrentielles de production ou de fourniture et activités régulées de distribution, pourtant contraires au code de l'énergie dont diverses dispositions visent clairement à éviter les situations de conflit d'intérêt potentiel. Des mesures ont ou vont être prises par les acteurs concernés pour remédier à ces situations dans les meilleurs délais.

### **2.1.1.3 L'indépendance des entreprises locales de distribution et l'ouverture du marché dans leurs zones de desserte**

L'organisation retenue par SRD et Gérédis conduit à ce que les prestations techniques liées aux opérations d'entretien, de maintenance du réseau ou encore d'intervention sur les compteurs soient sous-traitées à une société dont l'activité est notamment la fourniture d'électricité. La sous-traitance massive des prestations techniques à un fournisseur soulève des difficultés au regard de l'indépendance du GRD. L'article L.111-61 du code de l'énergie dispose que « la société gestionnaire d'un réseau de distribution d'électricité ou de gaz [...] assure l'exploitation, l'entretien et [...] le développement des réseaux de distribution d'électricité ou de gaz de manière indépendante vis-à-vis de tout intérêt dans des activités de production ou de fourniture d'électricité ou de gaz. ».

Dans son rapport sur l'année 2011, publié en juin 2012, la CRE a par conséquent demandé à ces deux GRD de se mettre en conformité avec les dispositions de l'article L.111-61 du code de l'énergie dans les meilleurs délais, soit en internalisant les prestations techniques liées aux opérations d'entretien ou de maintenance du réseau soit en changeant de prestataire. Les deux GRD concernés n'ont pas encore fait évoluer leur organisation. Toutefois, les deux distributeurs se sont engagés à mener des travaux de réflexion et d'élaboration d'un plan d'action pour SRD et à lancer une étude des différents scénarios de transformation pour Gérédis.

Par ailleurs, le degré d'ouverture du marché, en particulier dans les secteurs des ELD, reste faible. Selon les fournisseurs alternatifs, cette situation s'explique avant tout par le niveau important des coûts à supporter pour adapter leurs systèmes d'information afin de gérer des clients dans ces zones. Les ELD doivent donc se rapprocher d'ERDF et de GrDF en vue d'approfondir leurs efforts en matière d'interopérabilité de leurs systèmes.

#### **2.1.1.4 Les audits menés par la CRE au sein d'ERDF**

La CRE a réalisé, au début de 2013, un audit du processus de traitement des réclamations chez ERDF. Les réclamations sont en effet un outil important pour mieux prendre en compte les attentes des consommateurs. La qualité de leur traitement est aussi un des éléments clés pour renforcer la confiance des consommateurs dans le bon fonctionnement du marché de l'énergie. Il a ainsi été constaté que les réponses formulées par ERDF aux réclamations étaient parfois rédigées dans un style peu compréhensible. ERDF a depuis décidé d'élaborer un guide et des lettres-types afin que des éléments de langage plus adaptés soient proposés aux agents chargés du traitement des réclamations. D'autres dysfonctionnements ont été constatés lors de cet audit : certaines pratiques d'ERDF conduisent parfois à ne pas apporter de réponse à une réclamation ou encore à biaiser le délai de traitement affiché par l'opérateur. Dans ce contexte, des mesures ont été proposées par ERDF pour corriger ces dysfonctionnements. La CRE veillera à leur mise en œuvre effective, qui devrait permettre d'améliorer la qualité du service rendu aux utilisateurs.

Un second audit a été réalisé chez ERDF pour analyser, à travers les accords commerciaux et financiers conclus avec la maison-mère EDF, le respect des règles d'indépendance qui s'appliquent au distributeur et à son actionnaire. A la suite des recommandations et demandes formulées par la CRE en conclusion de cet audit, ERDF a pris différents engagements pour consolider son indépendance : en particulier, la stratégie d'achat sera précisée et déclinée opérationnellement, l'administration de la messagerie électronique ne passera plus par des agents EDF, les flux de données échangés avec tout producteur ou tout fournisseur seront mieux documentés. La CRE sera attentive à la mise en œuvre progressive de ces avancées. Toutefois, des difficultés sérieuses subsistent en ce qui concerne, d'une part, des instructions données par EDF à ERDF et, d'autre part, une coordination privilégiée entre EDF et ERDF dans le domaine de la communication. La CRE a donc demandé à ERDF et à son actionnaire de prendre les mesures appropriées et de lui fournir dans les meilleurs délais les explications qu'appellent ces constats.

Les conclusions et recommandations issues de ces deux audits réalisés chez ERDF pourront également intéresser les autres GRD pour qui la CRE n'a pas encore pu mener une analyse comparable.

#### **2.1.1.5 Le suivi du respect des codes de bonne conduite des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution**

En application des articles L.111-61 et L.111-22 du code de l'énergie, les gestionnaires de réseaux réunissent dans un code de bonne conduite adressé à la CRE, les mesures d'organisation interne prises pour prévenir toute pratique discriminatoire en matière d'accès des tiers au réseau. Ces codes portent sur les principes de non-discrimination, de transparence et de confidentialité des informations commercialement sensibles dont le respect par les gestionnaires de réseaux constitue une garantie d'impartialité nécessaire à l'effectivité d'une concurrence au service des consommateurs finals.

La transposition de la directive 2009/72/CE a conduit à la création au sein de chaque GRT et GRD 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. Il a vocation à échanger activement avec l'ensemble des utilisateurs des

réseaux ainsi qu'avec les fournisseurs et tous les acteurs intéressés. Il a également la responsabilité de la rédaction d'un rapport annuel sur la mise en œuvre du code de bonne conduite, présenté à la CRE.

La CRE note avec satisfaction qu'en réponse à sa demande, les responsables de conformité du GRT et de l'ensemble des GRD desservant plus de 100 000 clients ont intégré une partie sur l'indépendance vis-à-vis de la maison mère dans leurs rapports annuels respectifs.

Un audit externe réalisé à la demande du responsable de la conformité et concernant le respect de la confidentialité au sein de RTE a mis en lumière une érosion du dispositif de sensibilisation et de formation de RTE sur les questions de confidentialité. A la suite de cet audit, RTE a élaboré un plan d'actions sur le thème « confidentialité », qui doit permettre de consolider le dispositif existant, ainsi que l'a demandé le responsable de la conformité. La CRE note avec satisfaction cet engagement dont elle suit avec attention la mise en œuvre.

Par ailleurs, la CRE a favorablement accueilli la mise en place d'un club européen des responsables de la conformité, le *Compliance Officers Forum European Electricity Distributors*, par le responsable de la conformité d'ERDF, qui permet de partager les constats et contribuer à la diffusion des bonnes pratiques.

La CRE prévoit de publier la neuvième édition du rapport sur le respect par les GRT et GRD des codes de bonne conduite ainsi qu'une évaluation de l'indépendance des gestionnaires de ces réseaux qu'elle est tenue d'élaborer chaque année en application de l'article L.134-15 du code de l'énergie au 3<sup>ème</sup> trimestre 2014. Celui-ci portera sur l'année 2013 et le premier semestre de l'année 2014.

## **2.1.2 Les aspects techniques**

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

#### **A. LE ROLE DE LA CRE**

Les réseaux publics de distribution et de transport d'électricité sont des monopoles régulés. Conformément à l'article L. 131-1 du code de l'énergie, la CRE est investie d'une mission de supervision des obligations des gestionnaires de réseaux publics, y compris sur la sécurité, la sûreté et l'efficacité des réseaux. Plus précisément, la CRE « assure le respect, par les gestionnaires et propriétaires de réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel et par les entreprises opérant dans les secteurs de l'électricité et du gaz, des obligations qui leur incombent [...] ». Parmi ces obligations, « chaque gestionnaire de réseau public de distribution d'électricité veille, à tout instant, à l'équilibre des flux d'électricité, à l'efficacité, à la sécurité et à la sûreté du réseau qu'il exploite, compte tenu des contraintes techniques pesant sur ce dernier » (article L. 322-9 du code de l'énergie). L'article L. 321-10 du code de l'énergie indique l'équivalent pour le gestionnaire du réseau public de transport.

La CRE a mis en place des mécanismes incitatifs pour les gestionnaires de réseaux publics par le biais dans le cadre de la tarification de l'accès aux réseaux publics d'électricité.

Elle publie régulièrement des indicateurs portant sur la qualité de l'électricité dans ses rapports annuels et dans son rapport sur la régulation incitative de la qualité de service. Plus ponctuellement, elle contribue également à des rapports qui peuvent être à visée nationale ou européenne.

Elle est également consultée par le gouvernement sur les textes réglementaires relatifs à la qualité, conformément à l'article L. 322-12 du code de l'énergie.

Par ailleurs, elle approuve les modèles de contrat d'accès au réseau public de transport comportant, notamment, des engagements portant sur la continuité d'alimentation en application du cahier des charges de concession du réseau public de transport d'électricité,

approuvé par le décret du 23 décembre 2006<sup>6</sup>, ainsi qu'en supervisant l'offre des services optionnels proposés par RTE.

## **B. LE CADRE REGLEMENTAIRE**

### **• LA QUALITE DE L'ELECTRICITE POUR LES UTILISATEURS DES RESEAUX DE DISTRIBUTION**

Pris en application de la loi du 10 février 2000<sup>7</sup>, elle-même reprise par le code de l'énergie dans ses articles L. 321-18 et L. 322-12, le décret du 24 décembre 2007, modifié le 28 août 2012, relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité<sup>8</sup>, ainsi que ses arrêtés d'application, introduisent des seuils à respecter par les gestionnaires de réseaux publics sur la continuité d'alimentation et le niveau de tension. Ces seuils s'appliquent uniquement aux utilisateurs des réseaux de distribution et au niveau des postes sources du gestionnaire du réseau de transport RTE qui alimentent les réseaux de distribution. Dans ses avis successifs, la CRE a jugé ces textes réglementaires largement insuffisants, considérant qu'ils auraient, notamment, dû imposer davantage d'obligations pour les gestionnaires de réseaux publics et offrir davantage de garanties pour les utilisateurs.

### **• L'ABATTEMENT TARIFAIRE EN CAS DE COUPURE LONGUE DE PLUS DE 6 HEURES**

Conformément aux dispositions du décret du 26 avril 2001<sup>9</sup>, la part fixe du TURPE fait l'objet d'un abattement forfaitaire en cas d'interruption de fourniture supérieure à 6 heures imputable à une défaillance du réseau public de transport ou d'un réseau public de distribution.

Le décret prévoit un abattement forfaitaire égal à 2 % du montant annuel de la part fixe du TURPE par période entière de 6 heures d'interruption. Ainsi, l'abattement s'établit à 2 % de la part fixe du prix annuel d'accès aux réseaux pour une coupure comprise entre 6 heures et 12 heures, à 4 % pour une coupure comprise entre 12 heures et 18 heures et ainsi de suite par période entière de 6 heures.

Tous les utilisateurs bénéficient automatiquement de cet abattement sans qu'il ne leur soit nécessaire d'en faire la demande.

Dans sa décision tarifaire TURPE 4 HTA/BT du 12 décembre 2013, la CRE a complété ce dispositif en imposant à ERDF une pénalité de 20% du montant annuel de la part fixe du TURPE, à verser aux utilisateurs raccordés aux réseaux qu'elle gère, par période entière de 6 heures d'interruption. Cette pénalité ne s'applique pas pour les interruptions causées par des travaux sur les réseaux et de celles occasionnées par un incident sur le réseau public de transport. Ce versement de 20 % et l'abattement de 2 % prévu par le décret se cumulent.

A ce jour, les réseaux de distribution gérés par une entreprise locale de distribution (ELD) ne sont pas concernés par ce nouveau dispositif ; pour les utilisateurs raccordés à ces réseaux, seul l'abattement de 2 % prévu par le décret s'applique.

Ce mécanisme permet de compenser une partie de l'éventuel préjudice subi par l'utilisateur en cas de coupure très longue.

---

<sup>6</sup> Décret n°2006-1731 du 23 décembre 2006 approuvant le cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité.

<sup>7</sup> Loi n° 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.

<sup>8</sup> Décret n°2012-1003 du 28 août 2012 modifiant le décret n° 2007-1826 du 24 décembre 2007 relatif aux niveaux de qualité et aux prescriptions techniques en matière de qualité des réseaux publics de distribution et de transport d'électricité.

<sup>9</sup> Décret n°2001-365 du 26 avril 2001 relatif aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité.

Le versement de pénalités et d'abattements aux utilisateurs ne les prive pas de la faculté de rechercher la responsabilité de leur gestionnaire de réseau public selon les voies de droit commun.

- **L'INCITATION A UNE MEILLEURE CONTINUITÉ D'ALIMENTATION ET QUALITÉ DE SERVICE**

Le TURPE 3 a introduit un cadre de régulation qui incite financièrement le principal gestionnaire de réseaux publics de distribution, ERDF, et le gestionnaire du réseau de transport, RTE, par un système de bonus/malus, à maîtriser ses coûts et à améliorer la qualité de service et la continuité d'alimentation. Ce cadre a été reconduit et renforcé dans les décisions tarifaires TURPE 4 de 2013. De nouvelles incitations financières ont été introduites pour ERDF et les cibles et montants des incitations ont été renforcés. En outre, le dispositif de régulation incitative de la qualité de service a été étendu aux entreprises locales de distribution d'électricité de plus 100 000 clients et à EDF SEI, qui gère les réseaux insulaires français.

- **LES PRESCRIPTIONS TECHNIQUES EN MATIÈRE DE QUALITÉ D'ALIMENTATION LORS DU RACCORDEMENT**

Les textes réglementaires, et notamment les décrets du 13 mars 2003<sup>10</sup>, du 27 juin 2003<sup>11</sup> et du 23 avril 2008<sup>12</sup>, ainsi que leurs arrêtés d'application, définissent un certain nombre de prescriptions techniques que doivent respecter les utilisateurs d'un réseau public préalablement à leur raccordement. Ces prescriptions garantissent, notamment, que les perturbations induites par les utilisateurs des réseaux publics restent limitées.

### **C. 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. A ce titre, elle publie occasionnellement 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). A titre d'exemple, le graphique ci-dessous illustrant le temps moyen de coupure sur les réseaux Basse Tension 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 tendance à l'amélioration du temps moyen de coupure ces dernières années ainsi que l'illustre le graphique ci-dessous. En 2013, l'alimentation des consommateurs domestiques a été coupée en moyenne 100 minutes, toutes coupures confondues. Cette durée moyenne de coupure cache d'importantes disparités entre les utilisateurs, qui s'expliquent notamment par le fait que les réseaux sont naturellement plus « robustes » en zone urbaine.

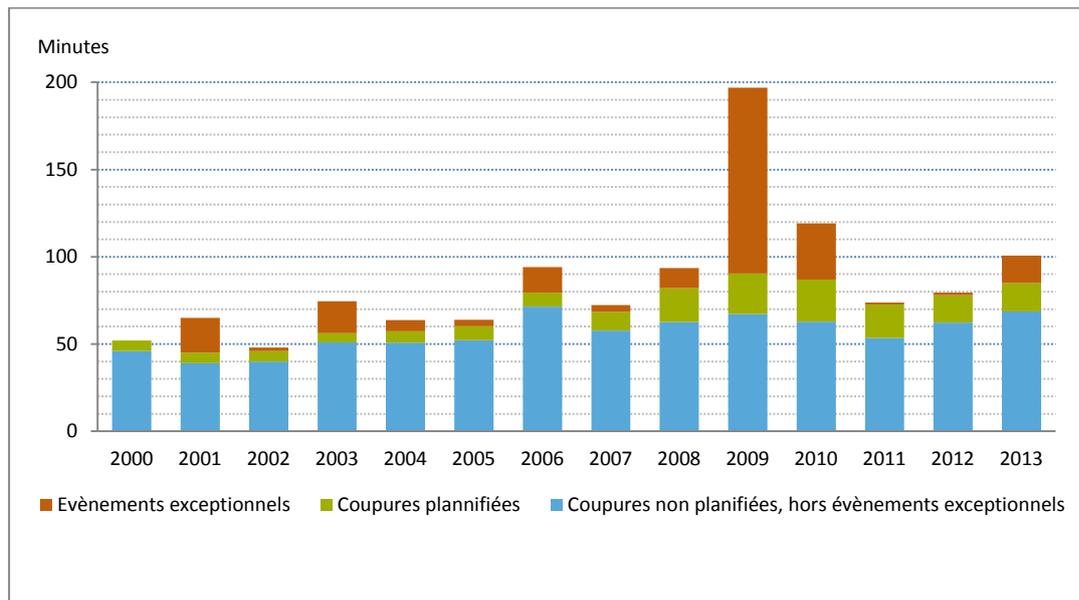
---

<sup>10</sup> Décret n°2003-229 du 13 mars 2003 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement aux réseaux publics de distribution.

<sup>11</sup> Décret n°2003-588 du 27 juin 2003 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement au réseau public de transport de l'électricité.

<sup>12</sup> Décret n°2008-386 du 23 avril 2008 relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement pour le raccordement d'installations de production aux réseaux publics d'électricité.

## GRAPHIQUE 1: TEMPS MOYEN DE COUPURE ANNUEL POUR LES UTILISATEURS DES RESEAUX BASSE TENSION GERES PAR ERDF



Source : CRE, d'après des données ERDF

Par ailleurs, la CRE publie régulièrement un rapport sur la régulation incitative de la qualité de service des gestionnaires de réseaux de gaz naturel et d'ERDF. Dans le rapport publié en 2013, la CRE dresse le bilan de la performance des opérateurs pour la période allant du 1er juillet 2011 au 31 décembre 2012.

Dans le domaine de l'électricité, la CRE a mis particulièrement l'accent sur le raccordement des utilisateurs aux réseaux publics de distribution pour ERDF. Les résultats des indicateurs suivis pour ERDF dans le domaine des raccordements font apparaître une amélioration de la performance que ce soit en matière de délais d'envoi des propositions de raccordement et de respect des délais de mise en exploitation des ouvrages. Elle s'explique notamment par des changements réglementaires relatifs aux tarifs d'achat de l'électricité d'origine photovoltaïque qui ont entraîné une baisse significative du nombre de demandes de raccordements. Malgré l'évolution positive de la qualité de service depuis 2011, une marge d'amélioration subsiste. Par conséquent, la CRE envisage de renforcer les dispositifs incitatifs dans le domaine des raccordements.

### 2.1.2.2 Les délais de raccordement

#### A. L'ENCADREMENT DES PROCEDURES DE TRAITEMENT DES DEMANDES DE RACCORDEMENT

La CRE encadre les procédures de traitement des demandes de raccordement aux réseaux publics de transport et de distribution. En complément de sa délibération du 11 juin 2009 portant communication sur les conditions d'approbation, le contenu et l'élaboration des procédures de traitement des demandes de raccordement au réseau public de transport d'électricité, la CRE a précisé, dans sa délibération du 25 avril 2013, les règles d'élaboration des procédures de traitement des demandes de raccordement aux réseaux publics de distribution d'électricité et le suivi de leur mise en œuvre. Dans ce cadre, elle a publié des orientations sur le contenu de ces procédures, les différentes étapes qui les composent et, éventuellement, les délais associés à chacune de ces étapes.

L'application de ces procédures fait l'objet de bilans transmis annuellement par les gestionnaires de réseaux, comprenant, notamment, les délais de transmission des propositions techniques et financières de raccordement.

## **B. LE SUIVI DES INDICATEURS DE QUALITE DE SERVICE D'ERDF**

La CRE a mis en place et suit des indicateurs trimestriels concernant les délais de transmission des propositions de raccordement aux demandeurs et les délais de réalisation des travaux de raccordement par ERDF pour les différentes catégories d'utilisateurs.

### **2.1.2.3 Le cadre applicable aux énergies renouvelables**

#### **A. LE RACCORDEMENT DES ENERGIES RENOUVELABLES**

Les installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables (EnR) disposent d'un cadre spécifique pour le raccordement, à savoir les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables décrits au paragraphe E de la section 3.1.3.1. Les conditions techniques de raccordement sont, cependant, identiques pour toutes les installations de production d'électricité.

#### **B. L'ACCES AU RESEAU**

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 EnR ne sont donc pas prioritaires par rapport aux autres types d'installations de production d'électricité.

Le droit d'accès au réseau implique l'accès sans limitations de production liées 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 EnR intermittentes (puissance instantanée des EnR intermittentes par rapport à la puissance totale transitant sur le réseau) est limité à 30 %. Au-delà de ce seuil, les installations de production EnR peuvent être déconnectées du réseau.

#### **C. LA RESPONSABILITE D'EQUILIBRE**

Dans le cas général, les producteurs d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables vendent leur production à l'acheteur obligé (EDF le plus souvent), dans les conditions prévues par la réglementation. Dans ce cas, l'acheteur obligé assure la responsabilité d'équilibre et en est responsable financièrement. Dans les autres cas, qui sont 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.

### **2.1.3 Les tarifs de raccordement et d'accès aux réseaux**

#### **2.1.3.1 Les conditions financières de raccordement**

##### **A. LA DEFINITION DES OUVRAGES DE RACCORDEMENT**

L'article L. 342-1 du code de l'énergie dispose que le raccordement d'un utilisateur aux réseaux publics d'électricité comprend la création d'ouvrages d'extension, d'ouvrages de branchement uniquement en basse tension et, le cas échéant, le renforcement des réseaux existants, sauf dans le cas dérogatoire où l'installation à raccorder s'inscrit dans le cadre des schémas régionaux de raccordement aux réseaux des énergies renouvelables.

La consistance du branchement et de l'extension a été précisée par décret le 28 août 2007<sup>13</sup>. Les renforcements sont définis comme l'ensemble des ouvrages nécessaires pour permettre à l'installation d'échanger avec le réseau la totalité de la puissance que l'utilisateur souhaite injecter ou soutirer, et qui ne sont pas des ouvrages de branchement ou d'extension.

## **B. LES PRINCIPES GENERAUX**

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 (TURPE) 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. Cependant, et en application de l'article L. 341-2, 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. Les renforcements sont dans tous les cas couverts par le TURPE.

## **C. LE RACCORDEMENT AUX RESEAUX PUBLICS 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 les ministres en charge de l'économie et de l'énergie sur proposition de la CRE, et peuvent prendre la forme de barèmes, établis par les GRD :

- les gestionnaires de réseaux publics de distribution desservant plus de 100.000 clients doivent soumettre leurs barèmes de raccordement à la CRE pour approbation ;
- les GRD desservant moins de 100.000 clients doivent notifier à la CRE leurs barèmes, qui entrent en vigueur dans un délai de trois mois à compter de leur notification, sauf opposition motivée de la CRE dans ce même délai.

Les principes de calcul de la contribution sont définis par l'arrêté du 28 août 2007, modifié par l'arrêté du 21 octobre 2009. L'arrêté du 17 juillet 2008 fixe le taux de réfaction des coûts du branchement et de l'extension – c'est-à-dire la part des coûts du branchement et de l'extension couverte par le TURPE – à 40 %, sauf dans le cas des installations de production, où les coûts du branchement et de l'extension sont dus intégralement par le demandeur.

---

<sup>13</sup> Décret n°2007-1280 du 28 août 2007 relatif à la consistance des ouvrages de branchement et d'extension des raccordements aux réseaux publics d'électricité.

**TABLEAU 1: LES DELIBERATIONS DE LA CRE RELATIVES AUX BAREMES DE RACCORDEMENT**

Gestionnaires de réseau desservant plus de 100.000 clients	Approbation par la CRE du dernier barème notifié	Date d'entrée en vigueur du dernier barème notifié à la CRE
<b>Électricité de France – Systèmes Énergétiques Insulaires (EDF SEI)</b>	Pour la Corse : Délibération du 29 janvier 2009 Pour l'Outre-mer : Délibération du 29 janvier 2009	29 janvier 2009 29 janvier 2009
<b>Électricité de Strasbourg Réseaux (ESR)</b>	Délibération du 4 février 2010	4 mai 2010
<b>Électricité Réseau Distribution France (ERDF)</b>	Délibération du 28 juin 2011	28 septembre 2011
<b>Gérédis Deux-Sèvres</b>	Délibération du 23 juillet 2013	23 octobre 2013
<b>Sorégies Réseaux de distribution (SRD)</b>	Délibération du 14 juin 2011	14 septembre 2011
<b>URM</b>	Délibération du 17 juin 2010	17 septembre 2010

Source : CRE

Les redevables de la contribution au titre des coûts de raccordement non couverts par le TURPE sont spécifiés à l'article L. 342-11 du code de l'énergie. La participation éventuelle des collectivités locales a été mise en place suite à l'entrée en vigueur de la loi du 13 décembre 2000<sup>14</sup> et la loi du 2 juillet 2003<sup>15</sup>. Elle permet d'engager davantage les collectivités locales dans les décisions qu'elles prennent en matière d'urbanisme.

Lorsqu'une autorité organisatrice de la distribution assure la maîtrise d'ouvrage du raccordement, les méthodes de calcul qu'elle utilise pour établir ses barèmes de raccordement doivent, en application de l'article L. 342-10 du code de l'énergie, être notifiées à la CRE. Elles entrent alors en vigueur dans un délai de trois mois, sauf opposition motivée de la CRE.

#### **D. LE RACCORDEMENT AUX RESEAUX PUBLICS 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.

#### **E. LES SCHEMAS REGIONAUX DE RACCORDEMENT AU RESEAU DES ENERGIES RENOUVELABLES**

La loi du 12 juillet 2010<sup>16</sup>, dite « Grenelle 2 », prévoit la mise en place de schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie, dont les objectifs en matière de production d'énergie de sources renouvelables sont déclinés dans des schémas régionaux de raccordement des

<sup>14</sup> Loi n°2000-1208 du 13 décembre 2000 relative à la solidarité et au renouvellement urbains.

<sup>15</sup> Loi n°2003-590 du 2 juillet 2003 urbanisme et habitat.

<sup>16</sup> Loi n°2010-788 du 12 juillet 2010 portant engagement national pour l'environnement.

énergies renouvelables. 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 qu'ils sont élaborés par le gestionnaire du réseau de transport, en accord avec les gestionnaires de réseaux de distribution, et approuvés par les préfets de région. Ils définissent, pour les ouvrages existants et à créer, les capacités réservées pour l'accueil de la production permettant d'atteindre les objectifs définis par les schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie, 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.

Le décret du 20 avril 2012 (avis de la CRE du 21 février 2012)<sup>17</sup>, modifié par le décret du 2 juillet 2014 (avis de la CRE du 30 janvier 2014)<sup>18</sup> précise les modalités d'application des articles L. 321-7 et L. 342-12 du code de l'énergie concernant les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables :

- toutes les installations de production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables, de puissance supérieure à 100 kVA, entrent dans le cadre des schémas régionaux de raccordement ;
- les producteurs d'installations raccordées 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 soumises à l'approbation de la CRE ;
- la capacité d'accueil pour les installations entrant dans le cadre des schémas régionaux de raccordement est réservée, dès le dépôt de ces schémas auprès des préfets de région, pour une durée de dix ans à compter de l'approbation d'un schéma de raccordement (pour les ouvrages existants) ou de la mise en service des ouvrages (pour les ouvrages créés ou renforcés) ;
- les gestionnaires de réseaux publics proposent la solution de raccordement sur le poste le plus proche, minimisant le coût des ouvrages propres, et disposant d'une capacité réservée suffisante ;
- dès l'approbation des schémas, 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.

Les premiers schémas régionaux de raccordement ont été approuvés fin 2012. En juin 2014, 9 schémas régionaux avaient été approuvés.

### **2.1.3.2 Tarifs d'accès aux réseaux**

#### **A. LE RENOUVELLEMENT DE TOUS LES TARIFS D'ACHEMINEMENT EN 2013**

En 2013, la CRE a exercé pour la première fois sa nouvelle compétence en matière de tarification des réseaux électricité. En effet, depuis l'entrée en vigueur le 1<sup>er</sup> juin 2011 du code de l'énergie, il appartient à la CRE de fixer les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité en application des dispositions de l'article L. 341-3 du code de l'énergie, et non

---

<sup>17</sup> Décret n°2012-533 du 20 avril 2012 relatif aux schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables.

<sup>18</sup> Décret n°2014-760 du 2 juillet 2014 modifiant le décret n° 2012-533 du 20 avril 2012 relatif aux schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables.

plus seulement de les proposer aux ministres compétents comme le prévoyait la loi du 10 février 2000.

La CRE a engagé dès 2010 les travaux de préparation des quatrièmes tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE 4), initialement destiné à englober dans une même décision les réseaux de transport et de distribution et à s'appliquer à compter du 1<sup>er</sup> août 2013.

Pour élaborer les nouveaux tarifs de transport et de distribution d'électricité, la CRE a mené cinq consultations publiques depuis le mois de mars 2012 et auditionné les acteurs concernés en juin 2012, décembre 2012 et juillet 2013. Ces concertations ont suscité une forte implication des parties prenantes, comme en témoigne la trentaine de contributions reçues en moyenne à chaque consultation publique. Les associations de consommateurs, les fournisseurs, les autorités organisatrices de la distribution d'électricité (AODE), les syndicats de salariés et plusieurs syndicats professionnels y ont participé activement et ont exprimé des positions parfois très différentes sur certains sujets. En particulier, les acteurs ont eu des appréciations très contrastées sur le degré de différenciation temporelle adéquat<sup>19</sup>. Le niveau des investissements et de la qualité d'alimentation, ainsi que le niveau et les incitations portant sur les charges d'exploitation, ont également fait l'objet de débats.

En outre, l'article L. 314-9 du code de l'énergie de juillet 2013 a introduit une nouvelle étape dans la procédure d'élaboration du tarif avec la consultation du Conseil supérieur de l'énergie préalablement aux décisions tarifaires de la CRE.

Le processus tarifaire a été fortement marqué en 2013 par la décision du Conseil d'État du 28 novembre 2012 au terme de plus de trois années de procédure, d'annuler les troisièmes tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE 3) pour les réseaux de distribution (HTA et BT).

Cette annulation a conduit la CRE à dissocier le transport (HTB) et la distribution (HTA et BT) et à élaborer en 2013 trois décisions tarifaires successives concernant la distribution.

Il appartenait alors à la CRE de proposer aux ministres compétents d'approuver de nouveaux tarifs de distribution rétroactifs pour la période courant du 1<sup>er</sup> août 2009 jusqu'au 31 juillet 2013, calculés en tenant compte des motifs exposés dans la décision du Conseil d'État. Celle-ci imposait que ces nouveaux tarifs soient adoptés conformément à la procédure en vigueur en 2009 et qu'ils entrent en application avant le 1<sup>er</sup> juin 2013.

Compte tenu des procédures applicables – qui imposent la tenue d'une consultation publique ainsi qu'un délai pour l'approbation de la proposition de la CRE par les ministres – la décision du Conseil d'État a contraint en pratique la CRE à élaborer les termes de ces nouveaux tarifs dans un délai de deux mois.

Dans un délai aussi court, il s'est avéré impossible pour la CRE de mener les travaux permettant d'adapter la méthode de rémunération communément utilisée par la plupart des régulateurs européens aux principes développés par le Conseil d'État dans sa décision. Ces travaux n'étaient pas non plus compatibles avec le calendrier d'élaboration initial des tarifs qui devaient succéder au TURPE 3 à partir du 1<sup>er</sup> août 2013.

La CRE a donc décidé de proposer aux ministres un tarif rétroactif essentiellement fondé sur une couverture des charges comptables du gestionnaire de réseau.

Afin de disposer du temps nécessaire à l'élaboration d'une méthode pérenne, la CRE a décidé de différer l'entrée en vigueur du TURPE 4 pour les réseaux de distribution (dit « TURPE 4

---

<sup>19</sup> Par exemple, certaines versions du TURPE sont différenciées temporellement, c'est à- dire qu'elles connaissent des variations de prix selon les saisons, les jours de la semaine et/ou les heures de la journée.

HTA/BT ») au 1<sup>er</sup> janvier 2014 et de prolonger en conséquence du 1<sup>er</sup> août au 31 décembre 2013 l'approche transitoire fondée sur la couverture des charges comptables.

Le calendrier d'élaboration du TURPE 4 transport (dit « TURPE 4 HTB ») n'a quant à lui pas été modifié. Ce tarif est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2013 pour une durée d'environ quatre ans.

S'agissant de la distribution, la CRE a décidé, pour la période 2014-2017, une augmentation moyenne du tarif de 3,6 % au 1<sup>er</sup> janvier 2014 puis une indexation sur l'inflation chaque 1<sup>er</sup> août à compter de 2014. Pour le transport, elle a décidé une augmentation tarifaire de 2,4 % au 1<sup>er</sup> août 2013, puis une indexation sur l'inflation chaque 1<sup>er</sup> août à compter de 2014<sup>20</sup>. Au-delà de ces évolutions tarifaires, l'année 2013 a été marquée par le contexte particulier d'élaboration de ces tarifs lié à l'annulation par le Conseil d'État du TURPE 3, applicable à la période du 1<sup>er</sup> août 2009 au 31 juillet 2013, pour ce qui concerne la distribution d'électricité.

## **B. LA DECISION DU CONSEIL D'ÉTAT D'ANNULER LE TURPE 3**

Par la décision du 28 novembre 2012 (Société Direct Energie et Syndicat intercommunal de la périphérie de Paris pour l'électricité et les réseaux de communication), le Conseil d'État a annulé le tarif TURPE 3 en ce qui concerne les réseaux de distribution, en considérant que la méthode retenue pour déterminer la rémunération du capital d'ERDF était entachée d'erreur de droit. Le Conseil d'État a relevé qu'en calculant le coût moyen pondéré du capital (CMPC) comme si le passif d'ERDF avait été composé de 40 % de capitaux propres et de 60 % de dettes, la CRE s'était totalement abstenue de prendre en compte les postes de passif « comptes spécifiques des concessions » et « provisions pour renouvellement des immobilisations », qui représentaient pourtant des montants très importants. L'erreur de droit réside pour le Conseil d'État dans l'absence de toute prise en compte de ces postes de passifs – qui sont propres au régime français des concessions de distribution – dans la méthodologie retenue par la CRE pour calculer le CMPC.

### **ENCADRE 1 : SPECIFICITES CONCESSIVES DU MODELE FRANÇAIS DE DISTRIBUTION ET TRADUCTION DANS LE BILAN COMPTABLE D'ERDF**

Une première spécificité du régime concessif français est que, mis à part les postes de transformation qui font l'interface avec le réseau de transport, les ouvrages des réseaux publics de distribution appartiennent aux collectivités territoriales, et non aux gestionnaires de réseaux de distribution.

En outre, la maîtrise d'ouvrage des travaux sur les réseaux, si elle est confiée à ERDF dans la majorité des cas, peut relever des autorités concédantes pour certains travaux sur les réseaux – principalement sur les réseaux de basse tension en zone rurale.

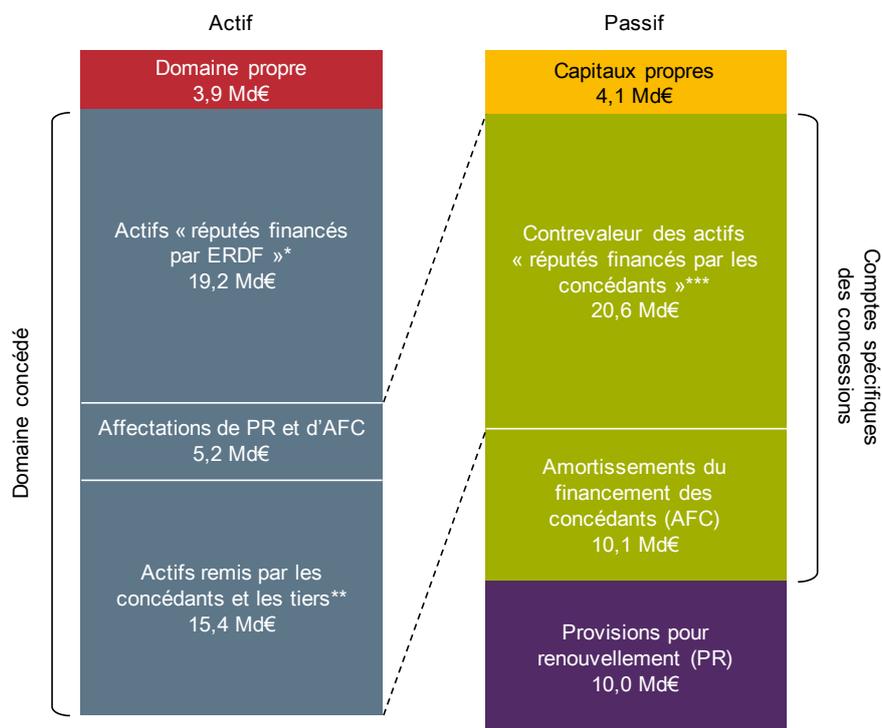
Ces spécificités patrimoniales et opérationnelles ont des conséquences comptables. Le bilan d'ERDF présente la particularité de comporter des capitaux propres très faibles et aucune dette financière. En revanche, il comporte des comptes spécifiques des concessions ainsi que des provisions pour renouvellement.

À la fin de l'année 2012, les comptes spécifiques des concessions et les provisions pour renouvellement représentaient 40,7 Md€, soit la majeure partie du passif du haut de bilan d'ERDF qui s'élevait à environ 45 Md€. Ces deux postes recouvrent deux catégories de ressources : d'une part des ouvrages remis gratuitement par les concédants et les tiers ; d'autre part des préfinancements (provisions pour renouvellement et amortissement du

<sup>20</sup> Dans les deux cas, hors prise en compte des écarts éventuels entre les trajectoires prévisionnelles et réalisées pour les postes de charges et de produits inclus dans le périmètre du compte de régulation des charges et des produits.

financement des concédants) qui sont in fine affectés à des investissements et qui sont comptablement considérés comme un financement des concédants.

Le haut de bilan d'ERDF peut être schématisé de la façon suivante (montants à fin 2012) :



\* Les actifs « réputés financés par ERDF » correspondent au montant du financement du concessionnaire non amorti, tel que présenté dans les comptes sociaux d'ERDF.

\*\* Cette distinction entre, d'une part, les actifs remis par les concédants et les tiers et, d'autre part, les affectations de provisions pour renouvellement et d'amortissements du financement des concédants résulte d'une analyse extracomptable.

\*\*\* Il s'agit de biens « réputés financés par les concédants » car lors du renouvellement des biens, la provision et l'amortissement du financement des concédants constitués au titre du bien remplacé sont considérés comme un financement du concédant sur le nouveau bien. Ce montant peut également être qualifié de « droits des concédants sur les actifs existants ».

### C. LE TURPE 4 HTB

#### • LES POINTS STRUCTURANTS DU CADRE DE REGULATION

La CRE a reconduit le cadre existant de régulation incitant le gestionnaire de réseaux de transport, RTE, à améliorer son efficacité sur une période d'environ quatre ans, du point de vue de la maîtrise de ses coûts et de la qualité du service rendu aux utilisateurs.

Concernant les objectifs de productivité, le cadre de régulation du TURPE 3 prévoyait un système asymétrique où RTE conservait 50% des gains de productivité réalisés par rapport la trajectoire fixée et assumait 100 % des pertes de productivité. Pour la période du TURPE 4, la CRE a retenu un système symétrique dans le cadre duquel RTE conserve 100 % des gains et des pertes de productivité additionnels. En contrepartie, la CRE a défini une trajectoire des charges nettes d'exploitation qui intègre des efforts de productivité et a procédé, sur certains postes de charges, à des corrections des données prévisionnelles communiquées par le gestionnaire de réseau. La CRE a ainsi souhaité renforcer l'incitation de RTE à maîtriser ses coûts.

S'agissant de la qualité d'alimentation, la CRE a reconduit, en le renforçant, le mécanisme d'incitations portant sur la continuité d'alimentation mis en place dans le cadre du TURPE 3.

La CRE introduit par ailleurs une incitation financière au développement des interconnexions, ainsi qu'un suivi des actions entreprises par RTE pour maîtriser le volume des pertes. Elle met également en place un cadre de régulation favorable à la recherche et développement (R&D).

La CRE a par ailleurs reconduit le mécanisme du compte de régulation des charges et des produits (CRCP) qui permet de compenser, pour des postes préalablement identifiés, les écarts entre les réalisations et les prévisions sur lesquelles sont fondés les tarifs. Parmi les postes inclus dans le périmètre du CRCP peuvent notamment être cités :

- les charges liées à la compensation des pertes sur les réseaux ;
- les charges de capital ;
- les recettes perçues au titre de l'ensemble des composants tarifaires selon les modalités ci-après ;
- les recettes liées aux mécanismes de gestion des congestions aux interconnexions du réseau de transport avec les pays voisins.

• **LA METHODE DE CALCUL DES CHARGES DE CAPITAL DANS LE CAS DU TRANSPORT**

Dans le cas du transport, la méthode de calcul des charges de capital est restée inchangée. Les principes de valorisation de la base d'actifs régulés (BAR) retenus depuis le TURPE 2 sont reconduits. Dans le cadre du TURPE 4, la valeur de la BAR est calculée à partir de la valeur nette comptable des actifs, diminuée des subventions d'investissement. Par ailleurs, la date conventionnelle d'entrée des actifs dans la BAR est fixée au 1<sup>er</sup> janvier de l'année suivant leur mise en service. La BAR progresse au rythme des investissements mis en service et diminue des dotations aux amortissements couvertes par les tarifs. De plus, le principe de la rémunération des immobilisations en cours au coût de la dette est reconduit. Le taux de rémunération retenu pour les immobilisations en cours de RTE est égal au coût de la dette.

Comme pour chaque nouveau tarif, la CRE a réexaminé les différents paramètres intervenant dans le calcul du CMPC et les fourchettes de valeurs qui en résultent. Elle a également confié une étude sur le CMPC pour les infrastructures d'électricité et de gaz naturel à un consultant externe<sup>21</sup> et régulièrement mené des travaux d'évaluation des paramètres du CMPC. La CRE a auditionné l'opérateur qui a commandité auprès d'un consultant externe une étude sur l'analyse de la rentabilité de l'activité de transport d'électricité ainsi que son actionnaire.

La CRE a retenu un taux de rémunération nominal avant impôt de 7,25 %, sur la base de fourchettes de valeurs pour chacun des paramètres intervenant dans la formule du CMPC. Les estimations pour chacun de ces paramètres figurent dans le tableau ci-dessous.

**TABLEAU 2: PARAMETRES RETENUS POUR LE CALCUL DU CMCP DE RTE**

Taux sans risque nominal	4,0 %
<i>Spread</i> de la dette	0,6 %
Prime de marché	5,0 %
<i>Béta</i> des actifs	0,33
<i>Béta</i> des fonds propres	0,66
Levier (dette/(dette+fonds propres))	60 %
Taux de l'impôt sur les sociétés	34,43 %
Coût de la dette*	4,6 %
Coût des fonds propres*	11,2 %
<b>Coût moyen pondéré du capital*</b>	<b>7,25 %</b>

\*Nominal avant impôts

<sup>21</sup> Cette étude a été menée durant l'été 2011

Par rapport aux valeurs prises en compte dans le cadre du TURPE 3, les principales modifications, en ligne avec l'évolution des données macro-économiques et financières, portent sur la baisse du taux sans risque nominal à 4 % d'une part, et l'accroissement de la prime de risque de marché à 5 % d'autre part.

La CRE maintient une approche normative du taux d'imposition sur les bénéfices des sociétés. Elle a donc maintenu dans le calcul du CMPC un taux de référence de 34,43 %.

- **LES INCITATIONS FINANCIERES AU DEVELOPPEMENT DES INTERCONNEXIONS**

Des incitations financières au développement des interconnexions pourront être mises en place, puisque la délibération tarifaire du 3 avril 2013 introduit un cadre de régulation visant à inciter RTE à développer les interconnexions, en accord avec les perspectives nationales et européennes de développement du réseau.

Le mécanisme incitatif est fondé sur l'évaluation de l'intérêt des nouvelles infrastructures d'interconnexions pour le système électrique européen et vise à stimuler la réalisation des projets d'interconnexion utiles pour la collectivité, à encourager RTE à mener à bien les investissements dans les meilleures conditions de coûts et de délais et à l'inciter à la bonne exploitation de l'ouvrage d'interconnexion nouvellement créé, en particulier en matière de flux commerciaux supplémentaires apportés par l'ouvrage.

La CRE procédera à l'examen des éléments fournis par RTE permettant d'évaluer l'intérêt des interconnexions qu'il souhaite réaliser et pourra décider d'octroyer des incitations, dont elle fixera les modalités de calcul dans une décision tarifaire ad hoc.

Le cas échéant, l'incitation financière à la réalisation des investissements d'interconnexion se matérialisera par l'attribution d'une prime fixe annuelle exprimée en euros, dont le montant sera défini en amont de la décision d'investissement, en fonction de l'intérêt de l'interconnexion pour la collectivité. Par ailleurs, les incitations à la minimisation des coûts et des délais de réalisation de l'interconnexion, ainsi que l'incitation à la bonne exploitation de celle-ci, prendront la forme de primes variables qui s'ajouteront tous les ans à la prime fixe annuelle. Les paramètres utilisés pour le calcul de ces primes devront être fixés par décision tarifaire ad hoc de la CRE relative à chaque projet.

*Encadrement des primes et modalités de versement*

Les montants des primes seront fixés dans le respect des principes suivants :

- la somme des primes annuelles sera positive ou nulle ;
- la prime portant sur les coûts pourra, si elle est positive, être intégralement conservée par RTE indépendamment des niveaux des autres primes, ce qui renforce l'incitation de RTE à maîtriser ses coûts ;
- la somme des primes annuelles (fixe et variables) sera plafonnée en fonction de l'intérêt de l'interconnexion pour la collectivité et du montant de l'investissement.

Du fait du caractère positif de la prime, RTE est assuré de recevoir au minimum une rémunération égale au CMPC en vigueur. Le mécanisme incitatif n'introduit donc pas de risque supplémentaire pour RTE. L'intégralité des primes sera versée à RTE après la mise en service de l'interconnexion, pendant une durée maximale de dix ans, par un crédit porté au solde du CRCP de RTE.

*Les incitations à la réalisation des investissements utiles pour la collectivité*

Le niveau de la prime fixe attribuée à RTE sera également déterminé en tenant compte de l'intérêt de l'interconnexion pour le système électrique européen, qui inclura non seulement des éléments quantifiables mais qui pourra également tenir compte d'éléments qualitatifs tels que la sécurité d'approvisionnement. Lorsque cela sera jugé pertinent, l'utilité de l'ouvrage d'interconnexion pourra être évaluée en prenant en compte les frontières entre la

France et plusieurs pays. Ces mêmes frontières seront utilisées pour le calcul de la prime variable portant sur les flux.

La composante quantifiable de l'utilité de l'interconnexion pour le système électrique sera estimée en prenant en considération notamment :

- une estimation par année des flux commerciaux supplémentaires générés par l'ouvrage ;
- une prévision des prix de marché dans chacun des deux pays interconnectés après la mise en service de l'ouvrage ;
- une estimation des coûts d'investissement.

Cette évaluation donnera une indication de la valeur créée par le projet pour la collectivité, dont une fraction constituera l'incitation accordée à RTE.

#### *Les incitations à la réalisation des investissements dans les meilleures conditions de coûts*

RTE fournira à la CRE sa meilleure estimation des coûts d'investissement du projet d'interconnexion considéré. Après la mise en service de l'ouvrage, RTE recevra une prime d'autant plus importante que les coûts réalisés seront bas, et d'autant plus faible qu'ils seront élevés. La prime portant sur les coûts s'exprimera en fonction de l'écart entre le budget prévisionnel et le budget réalisé, et traduira la variation du gain pour la collectivité engendrée par une variation des coûts d'investissement.

Dans le cas où RTE obtiendrait une subvention de la part de la Commission européenne pour la réalisation d'un investissement d'interconnexion, celle-ci serait prise en compte dans le calcul de la performance de RTE en venant en déduction du budget réalisé.

#### *Les incitations à la bonne exploitation de l'interconnexion*

Une fois l'interconnexion mise en service, les flux commerciaux apportés par l'interconnexion seront comparés aux flux annoncés par RTE avant la décision d'investissement pour l'année concernée. La prime attribuée sera, de la même manière que celle portant sur les coûts, fonction de la variation d'utilité pour la collectivité engendrée par une variation des flux transfrontaliers. Le bonus octroyé à RTE sera d'autant plus élevé que les flux constatés seront supérieurs à ceux prévus par RTE.

#### *Les incitations à la réalisation des investissements dans les meilleurs délais*

Le coût du capital de RTE étant déjà couvert par la rémunération de la BAR au CMPC, les incitations financières constitueront bien un bénéfice économique pour RTE. Les incitations financières auront plus de valeur pour RTE s'il parvient à les obtenir tôt. L'incitation à la réalisation des investissements dans les meilleurs délais est donc implicitement contenue dans le fait de conditionner le versement de la prime fixe et des primes portant sur les coûts et les flux à la date de mise en service de l'interconnexion.

#### **• LES INCITATIONS FINANCIERES A L'AMELIORATION DE LA QUALITE**

La CRE contribue à la mise en place de réseaux sûrs, fiables et performants au bénéfice des consommateurs, au travers de mesures incitant RTE à améliorer la qualité d'alimentation. Pour le calcul des nouveaux tarifs de transport, la CRE a ainsi décidé de renforcer le mécanisme d'incitations portant sur la continuité d'alimentation mis en place dans le cadre du TURPE 3. Le renforcement des mesures incitatives repose sur le maintien de la durée moyenne de coupure de référence à 2,4 minutes, adoptée dans le cadre de TURPE 3 ; l'augmentation des pénalités financières appliquées à RTE de 9,6 M€ par minute de coupure (dans le cadre des précédents tarifs) à 10,4 M€ par minute ; et sur une extension du périmètre des incitations à la fréquence moyenne de coupure.

- **LES INCITATIONS FINANCIERES A L'INNOVATION ET A LA MODERNISATION DES RESEAUX**

La CRE attache une importance particulière à la modernisation des réseaux. Elle a donc introduit un cadre favorable à la recherche et au développement et a mis en place un dispositif de suivi du volume des pertes électriques, afin d'analyser plus finement la performance énergétique des réseaux.

*Recherche et développement (R&D)*

Les réseaux électriques connaissent de nombreuses mutations liées notamment au développement des énergies renouvelables, aux nouveaux usages de l'électricité et aux enjeux de maîtrise de l'énergie. De nouvelles technologies doivent être mises en place pour moderniser les réseaux d'électricité et répondre à ces nouveaux défis.

Dans le prolongement des travaux qu'elle mène sur le sujet des smart grids, la CRE a ainsi introduit un cadre de régulation destiné à soutenir les activités de R&D de RTE.

Dans ce cadre, elle a accepté une augmentation significative des budgets de R&D de RTE qui prévoient d'y allouer environ 27 M€ de charges d'exploitation en moyenne par an entre 2013 et 2016. Les budgets alloués à la R&D et non utilisés par RTE seront restitués aux utilisateurs, afin d'inciter les opérateurs à réaliser les projets annoncés et à éviter que les gains d'efficacité ne se fassent au détriment de l'innovation.

*Efficacité énergétique des réseaux*

Compte tenu également des enjeux liés à l'amélioration de l'efficacité énergétique et du fait que les pertes électriques constituent un poste de charge important couvert par le TURPE (sur la période TURPE 4, elles représentent en moyenne 15% des charges à couvrir par le tarif pour RTE, soit environ 630M€ par an), la CRE s'est interrogée sur la pertinence de mettre en place dans le TURPE 4 une incitation à la maîtrise des volumes de pertes. Il est ressorti de son analyse que, si RTE dispose de quelques leviers pour contenir les volumes de pertes, plusieurs facteurs remettent en cause la pertinence d'un tel dispositif. En effet, l'influence du développement de la production décentralisée, des nouveaux usages de l'électricité ou encore des conditions climatiques s'avère particulièrement délicate à prendre en compte pour définir un taux de pertes cible. Par ailleurs, la CRE a constaté un manque de visibilité important sur les marges de manœuvre en termes de maîtrise des volumes de pertes par les gestionnaires de réseaux.

La CRE souhaite cependant être attentive aux actions menées par RTE pour maîtriser le volume de pertes et a mis en place pour la période TURPE 4 un dispositif de suivi de ces actions. Il permettra de collecter l'information nécessaire permettant, le cas échéant, d'établir un dispositif d'incitation financière à la maîtrise des volumes de pertes pour les prochaines périodes tarifaires.

- **UNE MEILLEURE PRISE EN COMPTE PAR LES TARIFS DES COÛTS SAISONNIERS**

L'élaboration du TURPE 4 a été l'occasion pour la CRE de mener des travaux approfondis sur la structure du tarif, c'est-à-dire sur la répartition des coûts de réseaux entre les différents utilisateurs. Une attention toute particulière a été portée à l'amélioration des signaux tarifaires horosaisonniers, selon lesquels le prix du kilowattheure varie à la fois selon la saison et l'heure dans la journée. Ainsi, le TURPE 4 marque une rupture avec les tarifs précédents en introduisant des tarifs à différenciation temporelle pour les domaines de tension HTB2 et HTB1. Ils sont devenus obligatoires pour tous les utilisateurs raccordés aux domaines de tension HTB2 et HTB1 dès le 1<sup>er</sup> août 2013.

Les travaux de la CRE ayant mis en évidence une différenciation tarifaire plus marquée entre l'été et l'hiver qu'entre heures pleines et heures creuses de la journée<sup>22</sup>, les nouveaux tarifs prennent en compte de façon plus précise la différenciation des coûts de réseaux selon les saisons. Ce rééquilibrage a conduit, dans la nouvelle méthodologie d'élaboration des tarifs, à affecter une part plus importante des coûts de réseaux aux utilisateurs dont le profil de consommation est fortement saisonnalisé, c'est-à-dire très différent en été et en hiver.

A titre d'exemple, ERDF est l'un des utilisateurs qui soutire le plus sur le domaine de tension HTB1, par le biais de ses postes sources. Ses soutirages étant beaucoup plus saisonnalisés que ceux des autres utilisateurs du réseau de transport (industriels pour l'essentiel), la consommation moyenne des utilisateurs raccordés au domaine de tension HTB1 est par conséquent relativement plus saisonnalisée que la consommation moyenne des utilisateurs raccordés au réseau de transport. Le coût moyen d'utilisation des réseaux augmente donc pour les utilisateurs raccordés au domaine de tension HTB1 et diminue pour les utilisateurs raccordés au domaine de tension HTB2.

## 2.1.4 Les échanges transfrontaliers d'électricité

### 2.1.4.1 Bilan de l'utilisation et de la gestion des interconnexions aux frontières françaises en 2013

En 2013, RTE a perçu une rente de congestion aux échéances mensuelle, journalière et infra-journalière qui, diminuée du coût des réductions, s'élève à 184 M€, et à laquelle se cumule la rente de congestion générée à l'échéance annuelle et aux autres échéances de long-terme (196 M€). La rente nette générée pour RTE à toutes les échéances s'élève ainsi à environ 380 M€, en augmentation de 27% par rapport aux revenus de l'année 2012.

**TABEAU 3: EVALUATION DE LA RENTE DE CONGESTION EN 2013**

		Rente de congestion générée à l'échéance long-terme (en M€)	Rente de congestion générée à l'échéance mensuel, journalier et infra-journalière (en M€)	Rente de congestion 2013 (en M€)
Allemagne	Export	5,51 €	4,12 €	9,63 €
	Import	11,12 €	48,10 €	59,22 €
Belgique	Export	6,79 €	21,46 €	28,25 €
	Import	1,26 €	1,15 €	2,42 €
Espagne	Export	10,15 €	25,24 €	35,39 €
	Import	3,34 €	17,06 €	20,40 €
Italie	Export	72,07 €	54,13 €	126,20 €
	Import	1,01 €	0,61 €	1,62 €
Suisse	Export	3,07 €	4,90 €	7,97 €
	Import	- €	0,59 €	0,59 €
Angleterre	Export	77,86 €	6,78 €	84,64 €
	Import	3,75 €	0,25 €	3,50 €
		195,93 €	183,89 €	379,82 €

Source : RTE – Analyse : CRE

Le surcoût d'approvisionnement lié à l'absence de couplage de marché a atteint 128 M€ en 2013, en augmentation de 16% par rapport à l'année 2012. 55% de ce surcoût est généré par la frontière suisse, la priorité d'accès et les clauses de flexibilité des contrats de long-terme sur cette frontière rendant la majeure partie de la capacité non flexible.

<sup>22</sup> Ceci s'explique notamment par le fait que la capacité des réseaux, qui engendre des charges fixes, est notamment définie en fonction des pointes qui ont généralement lieu en hiver.

**TABLEAU 4: ESTIMATION DU SURCÔUT D'APPROVISIONNEMENT LIÉ À L'ABSENCE DE COUPLAGE DES MARCHÉS**

		Estimation du surcoût d'approvisionnement (M€)	Total (M€)	Rappel 2012 (M€)
Angleterre	Export	8,7	20,3	12,8
	Import	11,6		
Espagne	Export	3,8	7,7	8,7
	Import	3,9		
Italie	Export	7,3	28,9	19,8
	Import	21,6		
Suisse	Export	18,2	71,1	68,0
	Import	52,9		
			<b>128,0</b>	<b>109,3</b>

Source : RTE – Analyse : CRE

Les interconnexions allemande et belge ne sont pas concernées grâce au couplage de marché mis en œuvre depuis plusieurs années. Les extensions du couplage à l'Angleterre en février 2014 puis à l'Espagne en mai 2014 doivent permettre de réduire significativement le surcoût d'approvisionnement sur l'année 2014.

La CRE est fortement impliquée dans les projets d'extension du couplage de marchés sur les frontières où ce mécanisme n'est pas encore mis en œuvre. L'extension du couplage avec l'Italie est prévu fin d'année 2014 ou début d'année 2015. Le démarrage du couplage avec la Suisse dépendra de l'évolution du contexte politique particulier avec ce pays.<sup>23</sup>

#### 2.1.4.2 La mise en œuvre des feuilles de routes régionales et inter-régionales de l'ACER

La CRE est fortement impliquée dans le processus d'intégration des marchés. Elle participe à quatre des sept initiatives régionales lancées par la Commission Européenne en 2006 (Régions Centre-Ouest, Centre-Sud, Sud-Ouest et France-Royaume-Uni-Irlande).

Dans ce cadre, elle veille à la mise en place à l'ensemble des frontières françaises des modèles cibles préconisés par les orientations-cadre sur l'allocation des capacités et la gestion des congestions pour le calcul des capacités, l'allocation des capacités de long terme; le couplage des marchés en J-1, et les échanges en infra journalier.

Les jalons pour la mise en œuvre des modèles cibles au niveau européen sont définis dans les quatre feuilles de route inter-régionales présentées au forum de Florence le 5 décembre 2011.

#### A. LE CALCUL DES CAPACITÉS

Le couplage de marché fondé sur les flux (*Flow Based*) devrait être mis en œuvre en novembre 2014. En complément de sa participation active à l'élaboration de ce projet dans la région Centre-Ouest (CWE), la CRE a initié un important travail de revue de la méthodologie générale de calcul de capacité de RTE. La CRE a ainsi, dans sa délibération du

<sup>23</sup> Voir explications au chapitre 2.1.4.5

20 février, fixé un cadre de travail à RTE, non seulement pour revoir cette méthodologie afin de la rendre compatible avec l'introduction du Flow Based dans la région CWE, mais également pour que les dispositions des règles de RTE en termes de gestion des incertitudes soient justifiées, et éventuellement ajustées.

#### **B. L'ALLOCATION DES CAPACITES A LONG-TERME**

Au niveau régional, une étape importante a été franchie en mars 2014 avec l'extension de la plateforme CASC (qui alloue des droits de transit physiques aux frontières belge, allemande, suisse, et italienne, avec des règles harmonisées) à la frontière France-Espagne. Les règles applicables à cette plateforme devraient évoluer au deuxième semestre 2014 pour prendre en compte cette nouvelle frontière, sur laquelle s'appliquent encore des règles spécifiques.

#### **C. LE COUPLAGE DES MARCHES EN JOURNALIER**

La CRE a par ses décisions du 2 octobre 2013 et du 30 avril 2014 permis deux évolutions majeures du couplage des marchés journaliers qui existait déjà entre la France, l'Allemagne et le Bénélux. En février 2014 ont été lancés le couplage des marchés de l'électricité de la région Nord-Ouest de l'Europe, et, en particulier, son extension entre la France et la Grande-Bretagne. En mai 2014, ce couplage a également été étendu à l'Espagne et au Portugal.

Regroupant dix-sept pays d'Europe pour 75% de l'électricité consommée en Europe, ces projets ont nécessité la concertation de douze régulateurs, dont la CRE, cinq bourses d'électricité, dont la bourse spot franco-allemande EPEX Spot, et quinze gestionnaires de réseau de la région, dont RTE.

Les services de la CRE sont toujours fortement impliqués dans les projets d'extension du couplage de marché, notamment à la frontière italienne.

#### **D. LES ECHANGES EN INFRA JOURNALIER**

En plus de son implication étroite dans les travaux menés sous l'égide de l'ACER pour le choix de la plateforme de mise en œuvre du mécanisme européen à l'échéance infra-journalière, la CRE a, par une délibération de mai 2013, permis la mise en place anticipée de la solution cible, consistant à allouer la capacité d'interconnexion de façon implicite et continue à la frontière France-Suisse. Ce mécanisme a été doublé d'un possible accès explicite à cette frontière et mis en place de manière coordonnée avec le mécanisme d'ores et déjà existant à la frontière France-Allemagne. Cette solution constitue donc une mise en œuvre anticipée du modèle-cible sur deux frontières françaises.

La CRE a par ailleurs continué à animer des discussions autour des solutions infra-journalières à construire pour les frontières espagnole et italienne. Ce sujet reste néanmoins un point de débat ouvert pour 2014, puisque les solutions hybrides proposées ne satisfont pas tous les critères de performance et d'efficacité.

#### **E. LES PROJETS PILOTES POUR L'AJUSTEMENT**

L'ensemble des acteurs de marché opérant au sein des pays transfrontaliers peut, en théorie, participer au mécanisme d'ajustement opéré par RTE. En pratique les seuls acteurs étrangers ayant déposé des offres à la hausse et à la baisse et ayant été régulièrement sollicités en 2013 sont les acteurs allemands, suisses et le gestionnaire de réseau britannique, National Grid.

Des échanges plus fluides et plus efficaces d'énergie d'ajustement passent par une mise en œuvre rapide d'un mécanisme intégré en Europe. En 2013 en particulier, on peut constater qu'il existe encore un important potentiel d'échanges d'ajustement entre le système

électrique français et le système voisin interconnecté après fermeture du guichet infrajournalier.

En cohérence avec les travaux de rédaction du code de réseau sur l'ajustement, ENTSO-E a lancé en début d'année 2013 un appel à projets auprès des gestionnaires de réseau, afin d'amorcer les travaux d'intégration des mécanismes d'ajustement. Cet appel à projets a permis l'élaboration et la sélection, au second trimestre, d'une dizaine de projets pilotes portant sur les échanges de divers produits d'ajustement en Europe (énergie activée manuellement, automatiquement, réserves primaire, secondaire et tertiaire, etc.).

RTE, avec a minima ses homologues italien, anglais et portugais, devrait jouer un rôle clé dans l'initiative baptisée TERRE (*Trans European Replacement Reserves Exchanges*) dont l'objectif principal est le développement d'échanges d'énergie d'ajustement issue des réserves tertiaires. Une phase d'étude a été engagée au second semestre 2013 pour définir l'architecture du futur dispositif : ces échanges pourraient permettre, dès 2015, de réduire les coûts liés à l'équilibrage de plusieurs dizaines de millions d'euros par an, grâce à une mutualisation et une gestion optimisée des ressources disponibles.

#### **2.1.4.3 ElecLink, une nouvelle interconnexion exemptée**

Une demande de dérogation en application de l'article 17 du Règlement (CE) n°714/2009 a été déposée à la CRE par la société ElecLink le 11 septembre 2013, pour une interconnexion reliant les réseaux de transport d'électricité français et britannique. L'interconnexion proposée passe dans le Tunnel sous la Manche et apporte une capacité d'interconnexion supplémentaire de 1000 MW. ElecLink prévoit la mise en opération de l'interconnexion au quatrième trimestre 2016.

Après avoir soumis la demande à une consultation publique organisée conjointement avec le régulateur britannique, la CRE a décidé, le 6 mars 2014, d'accorder une dérogation à ElecLink pour une période de 25 ans. La décision de la CRE impose néanmoins des conditions supplémentaires à celles proposées par ElecLink, afin notamment d'assurer l'impact positif de la dérogation sur le système régulé auquel l'interconnexion est reliée pendant toute la période de dérogation. Ces conditions sont décrites dans un avis conjoint, élaboré avec le régulateur britannique, qui est inclus dans la décision de chacun des régulateurs français et britannique.

#### **2.1.4.4 La surveillance de la coopération technique entre le GRT français et le GRT suisse**

La coopération avec les pays tiers concerne plus particulièrement, dans le cas de la France, la coopération avec la Suisse. Celle-ci, bien que présentant quelques aspects techniques, porte surtout sur des aspects liés aux design de marché. L'interconnexion France-Suisse se caractérise en effet par la présence de nombreux contrats de long-terme (saturant en grande partie la capacité) disposant d'une priorité d'accès. La CRE travaille afin que cette interconnexion acquière les caractéristiques d'ouverture à la concurrence et d'accès non-discriminatoire qui constituent le socle des modèles-cibles européens.

L'année 2013 a vu la conclusion, sous le pilotage de la CRE, d'une solution, dite solution financière, permettant de traiter les contrats de long-terme de manière bien plus efficace du point de vue du système électrique et de l'optimisation des parcs de production. La CRE soutient la conclusion prochaine de l'accord en cours de négociation entre les autorités suisse et européennes et préconise, pour sa part, de conditionner la mise en œuvre du couplage du marché suisse, qu'elle appelle de ses vœux, à l'adoption par les deux négociateurs de cette solution financière qui leur a été présentée le 11 mars 2014.

En outre, la CRE a optimisé de manière plus ponctuelle le traitement de certains contrats, en coopération avec l'EICOM, permettant ainsi des gains certes mesurés mais rapides sur cette interconnexion.

#### **2.1.4.5 L'analyse de la cohérence du plan d'investissement du GRT français avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté**

RTE a soumis à la CRE en janvier 2013 la troisième édition du schéma décennal de développement du réseau de transport d'électricité français. En application de l'article L 326-1 du code l'énergie, la CRE a mené une consultation publique pour recueillir l'avis des acteurs et rendu publique la synthèse des contributions des acteurs ainsi que son avis sur le schéma décennal.

S'agissant des principales infrastructures à 400 kV, le schéma prévoit un montant d'investissements de l'ordre de plus de 10 Md€ d'ici 2030. Les besoins identifiés au niveau national répondent en premier lieu aux enjeux européens d'intégration des énergies renouvelables et de développement de capacité d'échange avec les pays voisins. Des objectifs nationaux, comme par exemple la sécurisation de l'alimentation électrique de certaines régions telles que l'est de la région Provence-Alpes-Côte d'Azur (PACA) ou la Bretagne, sont également reflétés.

Conformément aux dispositions de l'article L 326-1 du code l'énergie, la CRE a vérifié la cohérence du schéma décennal avec le plan de développement décennal européen (TYNDP). En l'absence d'une édition du TYNDP pour l'année en cours, l'exercice d'analyse de la cohérence entre le plan national et européen a porté sur la comparaison du schéma décennal 2013 de RTE et du TYNDP 2012 publié fin 2011 par ENTSOE. Les différences portent essentiellement sur l'actualisation des études réalisées par RTE à l'occasion de l'édition 2013 du schéma décennal. Entre les deux éditions, deux projets présents dans le TYNDP 2012 ont disparu du schéma décennal de développement du réseau 2013 : le premier est le projet Marne Sud abandonné à la suite du développement de la production locale dans la zone plus faible que prévue. Le second concerne un projet d'interconnexion absent du schéma décennal 2013 par suite de l'abandon du projet par le Luxembourg. Six projets internes ont été également mis en service entre l'édition 2012 du TYNDP et le schéma décennal de développement du réseau 2013, tandis que deux projets ont subi des retards de mises en service, le projet d'interconnexion en construction avec l'Espagne et le projet Savoie Piémont. Enfin, la précision apportée au projet de renforcement du massif central au travers de la sélection du projet Gaudière-Rueyres et du renvoi au-delà de 2023 d'un potentiel renforcement au nord de Rueyres constitue la dernière différence entre les deux plans.

Début juillet 2014, la CRE a considéré que l'édition 2013 du schéma décennal de développement du réseau de RTE couvrait les besoins en matière d'investissement et qu'il était globalement cohérent avec le TYNDP publié par ENTSO-E en juillet 2012. Un certain nombre de recommandations en vue de la préparation du prochain plan décennal de RTE ont été formulées.

La CRE a, entre autres, noté que des explications mériteraient d'être apportées tant sur la méthodologie employée pour analyser les contraintes à 10 ans sur le réseau que sur la présentation des hypothèses de production et de consommation susceptibles de générer ce type de contraintes. D'autre part, l'écart des besoins de capacités d'interconnexion entre les différents scénarios d'offre et de demande considérés à l'horizon 2030 devrait être mieux expliqué ainsi que les différences susceptibles d'apparaître entre le schéma décennal de développement des réseaux 2014 et le TYNDP 2014.

### 2.1.5 La mise en conformité par rapport aux décisions de l'ACER

A 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 39 de la directive 2009/72/CE.

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

### 2.2.1 Le marché de gros

#### 2.2.1.1 Etat des lieux

Selon RTE, la consommation intérieure, incluant les pertes sur les réseaux de distribution et de transport, s'est élevée en 2013 à 495 TWh, supérieure à la consommation de 2012 de 1,1 %.

En 2013, la consommation maximale a été atteinte le 17 janvier 2013, avec 92 597 MW, un niveau inférieur à la consommation maximale constatée en 2012 (102 098 MW). Toujours selon RTE, la puissance installée en France s'élève à 128 029 MW en 2013, contre 128 680 MW en 2012, soit une légère réduction de 0,5%.

A côté d'EDF qui exploite environ 91,5% de la puissance installée du parc de référence, les deux autres producteurs significatifs sont :

- GDF-Suez qui, à travers la CNR, la SHEM, les actifs de production et les participations dans le parc nucléaire, exploite 5,1% de la puissance installée;
- E.On France (la SNET, groupe E.On), qui détient 2,6 % de la puissance installée.

Ces trois producteurs détiennent au total 99 % de la puissance installée. La production d'électricité en France reste donc un marché très concentré. L'indice HHI pour le marché de la production électrique, calculé sur la base des capacités installées, est supérieur à 8 000 (également pour un calcul effectué sur la base de la production).

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

**TABLEAU 5: STRUCTURE DU MARCHÉ FRANÇAIS**

Ordre de mérite	Nombre de producteurs	Liste des producteurs
Base	1	EDF
Semi-Base	5	EDF, E.On France, Poweo, Alpiq, GDF Suez
Pointe	2	EDF
Hydraulique	2	EDF, GDF-Suez
Petite production décentralisée	Plusieurs milliers	Petits producteurs indépendants, entreprises locales de distribution, industriels (auto production)

#### 2.2.1.2 Les prix de marché 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 *pool* 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 EPEX SPOT *Auction* est un prix horaire, issu d'un mécanisme d'enchères (confrontation automatique de courbes d'offres et de demandes). EPEX SPOT *Auction* est considéré comme la bourse de l'électricité en France.

- Le *trading* continu a représenté environ 20,9 TWh en 2013. 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 a légèrement diminué en 2013 à 43,2 €/MWh en base et 55 €/MWh en pointe, soit respectivement une diminution de 7,8% et 7,4% par rapport à 2012. Le premier semestre 2013 a notamment été marqué par un important épisode de prix négatifs sur la journée du 16 juin, où les prix horaires ont pu atteindre des extrema à -200 €/MWh.

Dans son rapport de surveillance publié en décembre 2013, la CRE a analysé la formation et la pertinence des prix *day-ahead* (EPEX SPOT *Auction*) sur l'ensemble de la période. Elle y conclut que les évolutions des prix spots français ont été cohérentes avec les fondamentaux et notamment avec les indicateurs de marge du système électrique. Les pics de prix négatifs de janvier ont fait l'objet d'une analyse spécifique (voir encadré 2).

#### ENCADRE 2: PICS DE PRIX NEGATIFS DE L'ELECTRICITE DE JUIN 2013

La France a connu des niveaux de prix négatifs très importants sur certaines heures lors de l'enchère EPEX SPOT pour livraison le dimanche 16 juin 2013, le prix en base s'étant établi à -40,99 €/MWh. Les prix horaires ont significativement chuté durant la matinée et l'après-midi du 16 juin 2013, atteignant -200 €/MWh de 5h à 8h et -100 €/MWh de 14 à 16h.

Seuls les prix horaires français et belges ont convergé pour toutes les heures de la journée, les prix allemands ayant été déconnectés et supérieurs pour les heures du matin durant lesquelles les prix français ont atteint leur minimum. La production non flexible des énergies renouvelables en Allemagne n'est donc pas à l'origine des prix négatifs de la matinée et plus particulièrement des trois occurrences à -200 €/MWh. Les prix négatifs de l'après-midi semblent à l'inverse être liés au contexte outre-Rhin, où une production éolienne et solaire d'environ 30 GW était prévisible (contre moins de 10 GW sur les heures du matin).

L'analyse des fondamentaux a fait ressortir un surplus de l'offre. La consommation au cours des heures du matin s'est révélée faible par rapport aux journées précédentes (notamment par rapport à la veille), tandis que la disponibilité du parc de production, révisée à la baisse tout au long de la semaine, a été finalement revue à la hausse en J-1 suite à une révision de la disponibilité de la filière nucléaire (d'environ 800 MW supplémentaires). Au regard de la production effective, la quasi-totalité de la consommation et des exports a été couverte par les filières nucléaire et hydraulique. Par ailleurs, la production au fil de l'eau a atteint 7 GW au cours des heures où les prix étaient au plus bas, soit 20 % de la production totale. Enfin, le marché belge était également concerné par un surplus d'offre, accentué par la remise en service des centrales nucléaires de Doel 3 le 2 juin et de Tihange 2 le 4 juin. Ces deux centrales étaient indisponibles depuis l'été 2012.

L'utilisation des interconnexions a été globalement rationnelle, les exports étant optimisés sur l'ensemble des frontières à l'exception de la Suisse. En effet, sur cette frontière, du fait de l'existence de contrats à long-terme et de règles spécifiques liées à leur utilisation, l'allocation journalière ne porte que sur une partie limitée de la capacité d'interconnexion. De plus, il apparaît que les détenteurs des contrats à long-terme d'export de la France vers la Suisse ne les ont pas activés en totalité. Par conséquent, l'interconnexion n'a été utilisée qu'à hauteur de 23 %. Des règles plus adaptées pour l'accès à l'interconnexion des détenteurs de contrats à long-terme ainsi qu'une homogénéisation des procédures d'enchères entre la Suisse et la France et un mécanisme de couplage de marché auraient permis une meilleure optimisation des flux. Les échanges d'électricité réalisés en infra-journalier sur cette frontière n'ont qu'en partie permis d'utiliser plus efficacement l'interconnexion.

La CRE a également analysé la procédure d'enchère menée par EPEX SPOT. Certains prix

horaires issus de l'enchère pour livraison le 16 juin 2013 s'étant établis en-dessous de -150 €/MWh, la bourse a eu recours, conformément à ses règles opérationnelles, à une procédure de seconde enchère<sup>24</sup> afin d'améliorer l'équilibre. Les carnets d'ordres ont très peu évolué entre les deux enchères puisqu'un seul acteur a augmenté ses volumes demandés (+40 MW) sur deux des heures où les prix étaient fortement négatifs.

A ce stade, la CRE considère que ces prix négatifs sont cohérents avec les fondamentaux d'offre et de demande, avec, d'une part, une consommation faible et, d'autre part, une disponibilité de production importante et même revue à la hausse la veille. Le marché belge était dans une situation similaire et a contribué à la diminution des prix. Le déséquilibre entre production et consommation trouve son origine dans la production d'énergie non flexible : le nucléaire et l'hydraulique au fil de l'eau en France et en Suisse le matin, et le solaire et l'éolien en Allemagne l'après-midi. Certains acteurs ont cependant fait l'objet de questions spécifiques sur leurs opérations.

### 2.2.1.3 Les marchés organisés

A la fin du quatrième trimestre 2013, 173 responsables d'équilibre étaient présents sur le marché de gros français. 98 responsables d'équilibre étaient présents sur le segment *Day-Ahead Auction* d'EPEX SPOT, et 85 sur le segment *Intraday*.

Parmi les volumes d'électricité commercialisés en 2013 sur EPEX SPOT et EPD France<sup>25</sup> :

- les volumes traités en infra-journalier sont restés limités. Les volumes échangés hors *cross-border* sont passés de 1,01 TWh en 2012 à 1,67 TWh en 2013, augmentant de 65% d'une année sur l'autre, pour un total de 56 540 transactions. Les volumes échangés *cross-border* ont augmenté de 2,33 TWh en 2012 à 2,63 TWh en 2013.
- les volumes traités sur l'enchère *day-ahead* ont légèrement diminué, passant de 59,28 TWh en 2012 à 58,47 TWh en 2013 (-1,3%);
- les volumes traités sur les produits *futures* ont fortement augmenté d'une année sur l'autre : 17,8 TWh ont été négociés sur EPD France en 2013 contre 14,8 TWh en 2012, soit une hausse de plus de 20%.

### 2.2.1.4 Le marché OTC

L'essentiel des transactions sur le marché français sont réalisées en gré-à-gré (OTC). Le marché OTC est constitué d'un segment de marché OTC direct (ou bilatéral direct) et d'un segment de marché OTC 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 des courtiers (prix, volumes, contreparties,...).

Sur le marché OTC intermédié, six courtiers étaient actifs sur le marché de gros français de l'électricité en 2013. 81 acteurs sont intervenus sur le marché français par l'intermédiaire de ces courtiers en 2013, soit 4 de plus que l'année précédente. Sur ce segment de marché, il a été constaté que :

- les volumes traités en infrajournalier ont augmenté d'une année sur l'autre mais sont restés très faibles, passant de 0,024 TWh en 2012 à 0,031 TWh en 2013 (+29,2%) pour un total de 32 transactions (contre 51 en 2012);
- les volumes négociés en *day-ahead* continu ont légèrement diminué (-5,6%) en un an, s'élevant à 20,8 TWh en 2013 pour un total de 45 960 contrats échangés ;

<sup>24</sup> Procédure RFQ (« *Request for Quotes* »)

<sup>25</sup> Bourse pour les produits dérivés électriques

- les volumes traités en *forwards* ont légèrement reculé par rapport à l'année précédente : 471,1 TWh de *forwards* ont été négociés sur l'OTC intermédié en 2013 contre 478,8 TWh en 2012 (-1,6%).

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 2013 pour des produits à différentes maturités est présentée dans le tableau ci-dessous.

**TABLEAU 6: DIFFERENTIEL MOYEN ENTRE LES OFFRES A L'ACHAT ET LES OFFRES A LA VENTE**

Différentiel <i>bid-ask</i> en €/MWh	<i>Day-ahead</i>		<i>Month-Ahead</i>		<i>Quarter-Ahead</i>		<i>Year-Ahead</i>	
	base	pointe	base	pointe	base	pointe	base	pointe
	0,2	0,2	0,6	0,6	0,4	0,7	0,3	0,7

Source: HEREN

### 2.2.1.5 Le négoce transfrontalier

#### A. LE MARCHÉ DE GROS FRANÇAIS INTEGRE A DES MARCHES SUPRANATIONAUX

Pour déterminer si la France est incluse dans un marché plus large comprenant certains de ses pays frontaliers, trois critères peuvent être utilisés : la taille des interconnexions au regard de la capacité de production installée, l'existence de congestion sur les interconnexions, et la proximité et la corrélation entre les prix dans les différentes zones.

On peut noter que ces indicateurs, bien qu'analysés individuellement, sont liés : avec une forte capacité d'interconnexion, on doit observer peu de congestions, et par conséquent, les prix doivent être très corrélés.

- **CRITERE 1 : TAILLE DES CAPACITES D'INTERCONNEXION**

Le tableau suivant donne une estimation des capacités d'interconnexion (NTC) sur les différentes frontières pour l'hiver 2013.

**TABLEAU 7: CAPACITES D'IMPORT ET D'EXPORT ENTRE LA FRANCE ET LES PAYS VOISINS EN 2013 (EN MW)**

Maximum des capacités d'import et d'export (en MW) entre la France et ses pays voisins 2013							
	Grande Bretagne	Belgique	Allemagne	Suisse	Italie	Espagne	Total
Import	2000	2000	6000	2500	995	1550	15045
En % du parc installé français	2%	2%	5%	2%	1%	1%	12%
Export	2000	3400	2850	3200	2595	1550	15595
En % du parc installé français	2%	3%	2%	2%	2%	1%	12%

Source : CRE, sur la base de chiffres RTE

Les capacités d'interconnexions entre la France et les pays voisins représentent un peu plus de 10% des capacités de production installées en France. Ce pourcentage est conforme à

l'objectif fixé par le Conseil Européen de Barcelone de mars 2002 visant à établir le niveau d'interconnexion des pays à 10% de la capacité installée.

- **CRITERE 2 : CONGESTIONS AUX FRONTIERES**

Le mécanisme de couplage des marchés journaliers permet une utilisation optimale des capacités d'interconnexions (à 100% dans le sens du différentiel de prix), et par conséquent une augmentation de la convergence des prix entre la France et les pays frontaliers (par rapport à une allocation par enchères explicites, sans couplage).

- **CRITERE 3 : CORRELATION ET PROXIMITE DES PRIX**

Le tableau suivant montre les corrélations de prix spot mesurées entre la France et les pays avoisinants. Celles-ci apparaissent assez similaires à celles observées en 2012. Les prix belges, suisses et allemands sont les plus corrélés aux prix français tandis que la corrélation est plus faible avec les prix des autres pays, et en fort retrait avec l'Espagne.

**TABLEAU 8: CORRELATIONS DES PRIX ENTRE LA FRANCE ET LES PAYS VOISINS (SPOTJ+1)**

Produit <i>spot</i> (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%

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

La CRE observe une corrélation importante des prix français avec les prix belges (87%) et les prix allemands (79%), conséquence du couplage CWE, ainsi qu'avec les prix suisses (95%). La corrélation des prix entre la France et l'Espagne, qui avait augmenté considérablement en 2012, est cependant revenue à un niveau similaire à celui observé en 2011. Selon ces

critères, on peut ainsi considérer que les marchés français, belge, allemand et suisse sont étroitement liés.

Les différentiels de prix ont augmenté en 2013 par rapport à l'année précédente sur les frontières allemande, britannique, et belge tandis qu'ils se sont réduits sur les frontières italienne et suisse.

La variation de l'écart de prix moyen la plus importante a lieu à la frontière italienne pour laquelle le différentiel de prix passe de +28,6 €/MWh à +19,8 €/MWh. En revanche, la variation de l'écart de prix moyen la moins importante a lieu sur la frontière espagnole.

**TABLEAU 9: ECART DE PRIX MOYEN ENTRE LA FRANCE ET LES PAYS VOISINS (SPOT J+1)**

Produit <i>spot</i> (J+1) base :						
Ecart de prix moyen (en €/MWh)						
Année	Allemagne – France (EPEX SPOT – EPEX SPOT)	Espagne – France (Omel – EPEX SPOT)	Grande Bretagne – France (Heren- EPEX SPOT)	Italie – France (IPEX – EPEX SPOT)	Belgique – France (Belpex – EPEX SPOT)	Suisse – France (Swissix – EPEX SPOT)
2004	0,4	-0,2	4,7	24,2		
2005	-0,7	7,0	8,6	11,8		
2006	1,5	1,2	9,8	25,0		
2007	-2,8	-1,7	1,3	30,1	0,9	5,1
2008	-3,4	-4,8	21,1	18,0	1,5	5,3
2009	-4,2	-6,1	-1,8	20,7	-3,7	4,9
2009 *	-2,7	-4,5	-0,3	22,2	-2,2	6,4
2010	-3,0	-10,5	0,5	16,6	-1,2	3,5
2011	2,3	1,0	6,19	23,3	0,5	7,2
2012	-4,3	0,3	8,4	28,6	0,0	2,6
2012*	-3,5	1,1	9,2	29,2	0,7	3,2
2013	-5,5	1,1	15,8	19,8	4,21	1,5

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

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

Source : CRE, OMEL, IPEX, EEX, Belpex, EPEX SPOT, Heren

Sur la frontière allemande, l'augmentation de l'écart de prix sur le produit à terme (à 4,2 €/MWh, France plus chère) est en cohérence avec l'écart de prix constaté sur les marchés spot (5,5 €/MWh en 2013, France plus chère).

**TABLEAU 10: ECART DE PRIX MOYEN ENTRE LA FRANCE ET L'ALLEMAGNE (FORWARD ANNUEL Y+1)**

Produit <i>forward</i> annuel (Y+1) base :	
Ecart de prix moyen (en €/MWh)	
Année	Allemagne – France (EEX-EPD)
2004	1,1
2005	-1,1
2006	-1,4
2007	1,43
2008	-3,72
2009	-2,55
2010	-2,08
2011	0,5
2012	-0,87
2013	-4,22

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

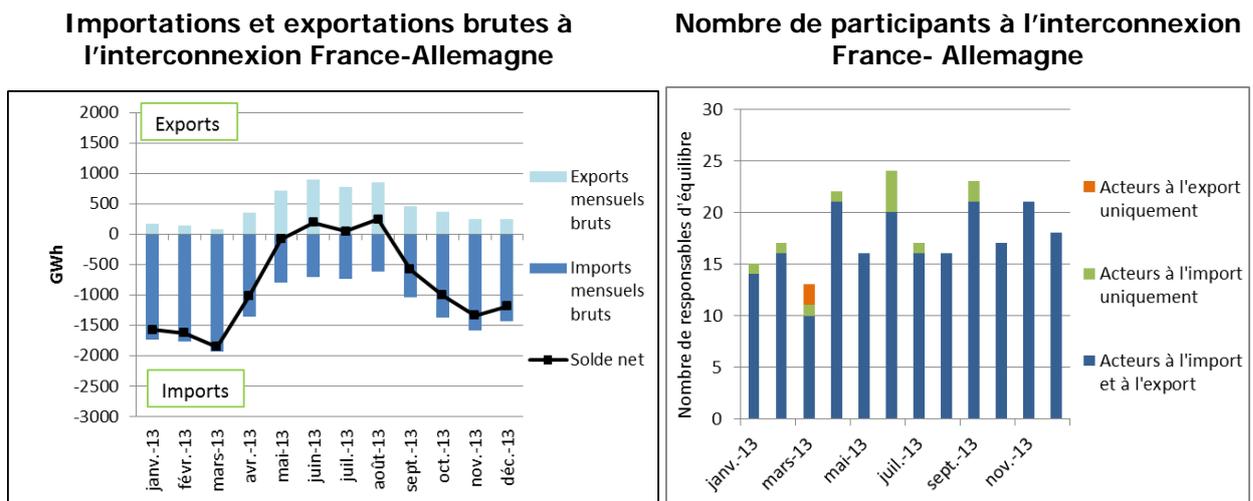
## B. DEVELOPPEMENT DES TRANSACTIONS AUX FRONTIERES EN 2013

### • FRANCE-ALLEMAGNE

Le marché français a été importateur net d'Allemagne d'environ 9,8 TWh en 2013.

Le nombre de sociétés actives sur cette frontière a diminué, passant de 34 en moyenne au cours de l'année 2012 à 17 en moyenne en 2013. La plupart des acteurs actifs à cette frontière sont des producteurs français et européens intégrés ainsi que des acteurs financiers. Les imports et exports sont très concentrés.

**GRAPHIQUE 2: TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – ALLEMAGNE EN 2013**



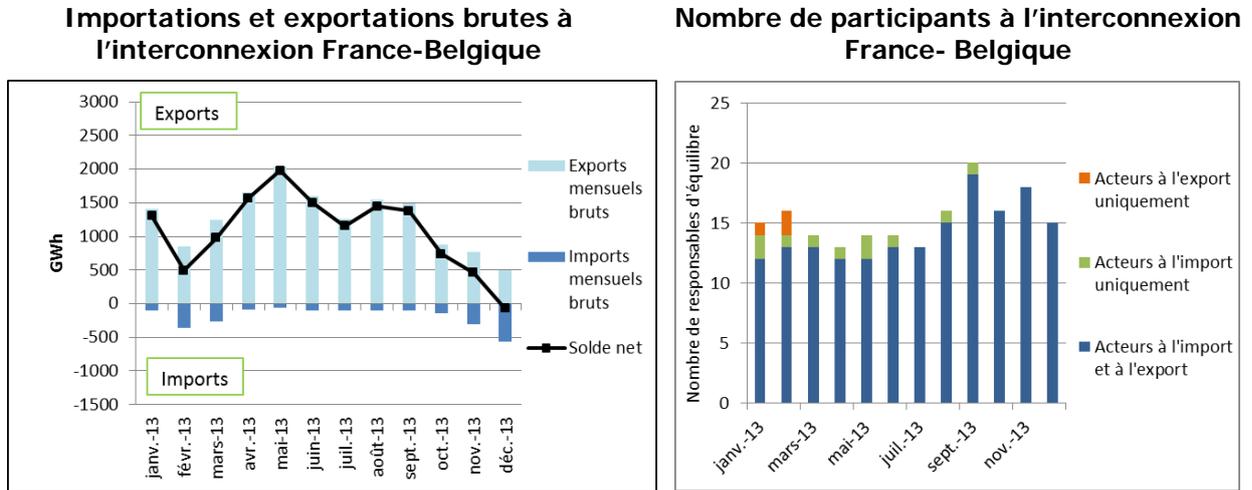
Données : RTE - Analyse : CRE

### • FRANCE-BELGIQUE

Le marché français a été exportateur net vers la Belgique d'environ 12,9 TWh en 2013. Le marché français n'a été importateur net depuis la Belgique qu'en décembre.

Le nombre de sociétés actives sur cette frontière s'élève à 19 au cours de l'année 2013. La plupart des acteurs actifs à cette frontière sont des producteurs français et européens intégrés ainsi que des acteurs financiers. Les imports ainsi que les exports restent très fortement concentrés.

**GRAPHIQUE 3: TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – BELGIQUE EN 2013**



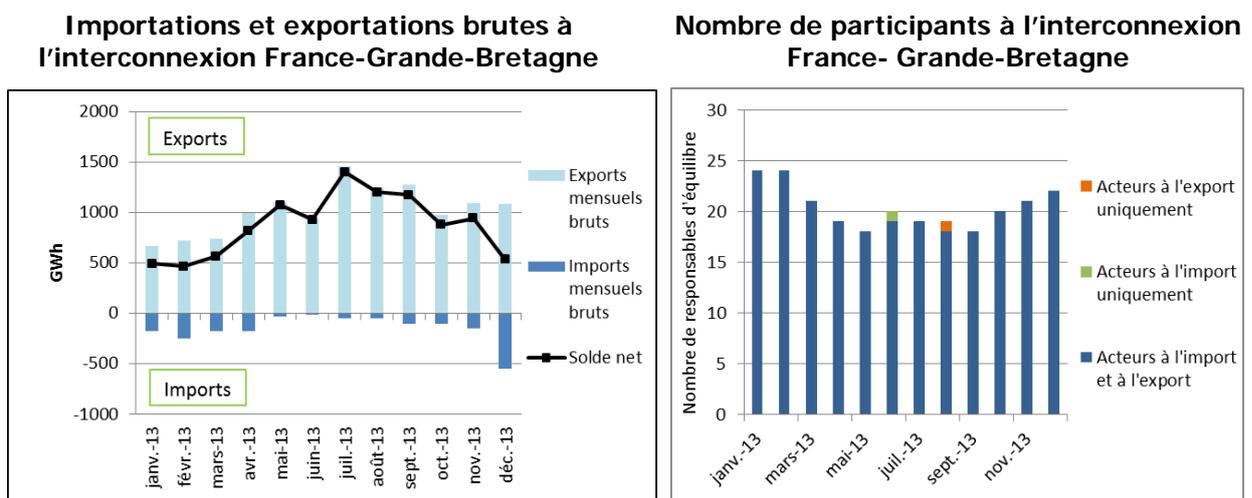
Données : RTE - Analyse : CRE

• **FRANCE-GRANDE-BRETAGNE**

Le marché français a été exportateur net vers la Grande-Bretagne d'environ 10,5 TWh. Le marché français n'a pas été importateur net depuis la Grande-Bretagne de toute l'année.

En 2013, 20 participants étaient actifs en moyenne à la frontière britannique. La plupart étaient des producteurs français et européens intégrés et des acteurs financiers. Les exports sont modérément concentrés et les imports très concentrés.

**GRAPHIQUE 4: TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – GRANDE-BRETAGNE EN 2013**



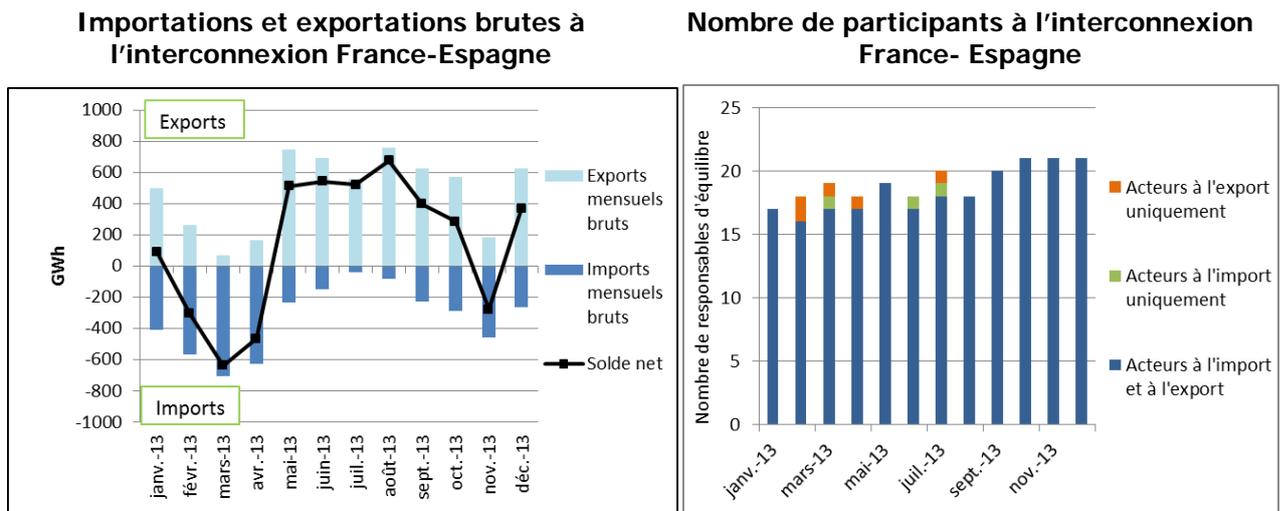
Données : RTE - Analyse : CRE

• **FRANCE-ESPAGNE**

Le marché français a été exportateur net vers l'Espagne d'environ 1,7 TWh en 2013.

En moyenne 18 participants étaient actifs à la frontière espagnole en 2013. La plupart étaient des producteurs français et européens intégrés. Les exports ont été modérément concentrés tandis que les imports apparaissent comme des segments peu concentrés.

**GRAPHIQUE 5: TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – ESPAGNE EN 2013**



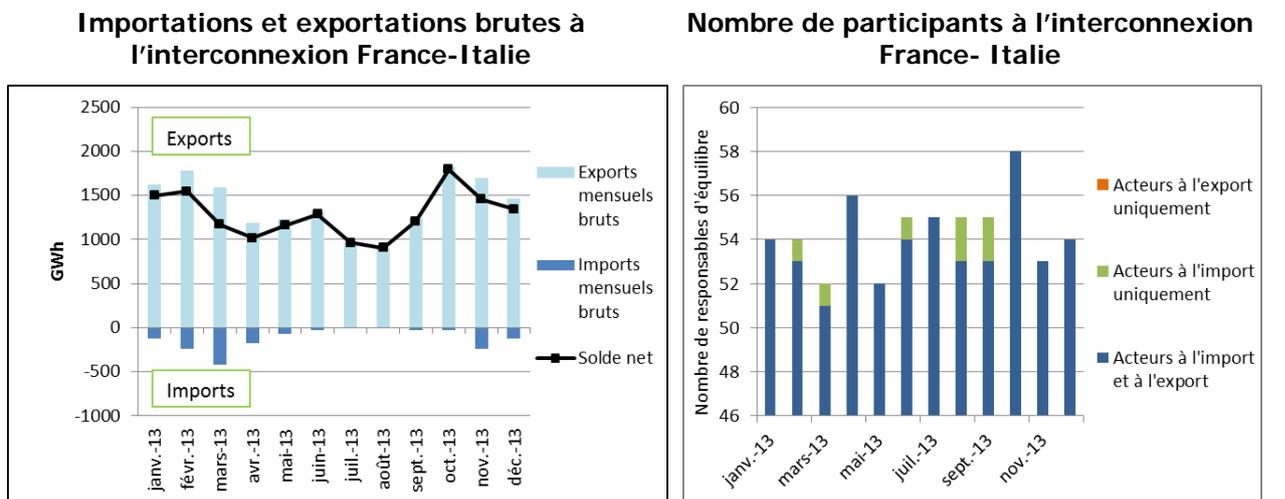
Données : RTE - Analyse : CRE

• **FRANCE-ITALIE**

Le marché français a été exportateur net vers l'Italie d'environ 15,3 TWh en 2013. Le marché français a été exportateur net vers l'Italie durant tous les mois de l'année.

En moyenne 54 participants étaient actifs à la frontière italienne en 2013. Les producteurs français et européens intégrés ainsi que les acteurs financiers et les nouveaux entrants européens ont été à l'origine de la majorité des volumes de transaction. Les importations et les exportations étaient modérément concentrées.

**GRAPHIQUE 6: TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – ITALIE EN 2013**



Données : RTE - Analyse : CRE

• **FRANCE-SUISSE**

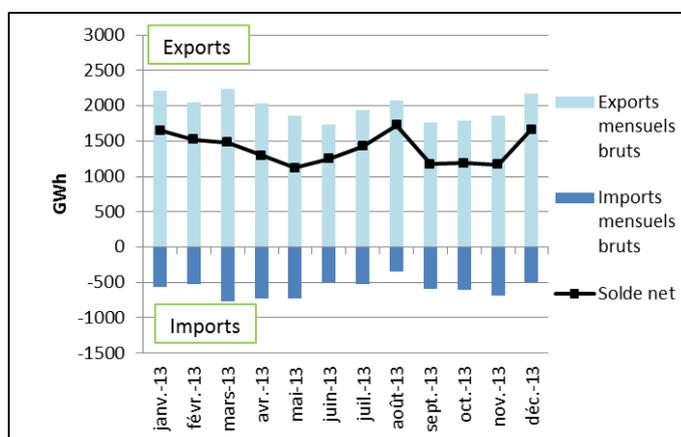
Le marché français a été exportateur net vers la Suisse d'environ 16,7 TWh en 2013. Le marché français a été exportateur net vers la Suisse durant tous les mois de l'année.

En moyenne 32 participants étaient actifs à la frontière suisse en 2013, dont la grande majorité est constituée de producteurs français et européens intégrés, qui sont à l'origine de la quasi-totalité des flux. Les imports étaient modérément concentrés. Les exports sont restés extrêmement concentrés. Les producteurs français dominent largement les

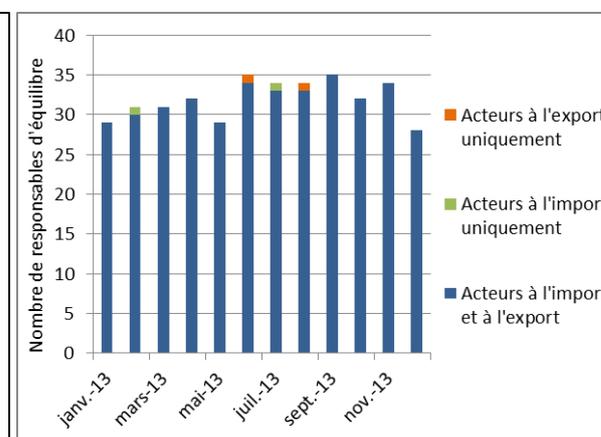
nomination aux exports, du fait du maintien de la priorité d'accès à l'interconnexion des contrats d'exportation de long terme.

**GRAPHIQUE 7: TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – SUISSE EN 2013**

**Importations et exportations brutes à l'interconnexion France-Suisse**



**Importations et exportations brutes à l'interconnexion France-Suisse par catégories d'acteurs**



Données : RTE - Analyse : CRE

## 2.2.1.6 Analyse concurrentielle et abus de position dominante

### A. LES VIRTUAL POWER PLANTS

Les *Virtual Power Plants* (VPP) sont des capacités virtuelles de production que EDF a été tenu de mettre régulièrement aux enchères en contrepartie de la décision de la Commission européenne du 7 février 2001 l'autorisant à prendre une participation de 34,5 % dans l'électricien allemand EnBW.

Les enchères de VPP représentent une source d'approvisionnement importante pour les acteurs du marché de gros français. Ces enchères sont tenues par un vendeur unique.

Suite à la cession des parts dans EnBW par le groupe EDF, la Commission Européenne, par décision du 30 novembre 2011<sup>26</sup>, a mis fin au programme des enchères VPP.

En 2013, les volumes VPP livrés ont néanmoins atteint 8,5 TWh, soit 8 % des approvisionnements nécessaires aux opérateurs alternatifs pour couvrir la consommation de leurs clients éligibles et leurs engagements relatifs à la fourniture de pertes à RTE et au gestionnaire de réseau de distribution ERDF.

### B. LES DROITS D'ACCES REGULE A L'ELECTRICITE NUCLEAIRE HISTORIQUE

#### • LE PRINCIPE

La loi du 7 décembre 2010<sup>27</sup> a notamment instauré un dispositif d'accès régulé à l'électricité produite par les centrales nucléaires historiques d'EDF (ARENH). Entré en vigueur au 1<sup>er</sup> juillet 2011, ce dispositif offre aux fournisseurs alternatifs un accès à l'électricité produite par le parc nucléaire historique<sup>28</sup> d'EDF à un prix fixé réglementairement pour une durée de 15 ans. Cet approvisionnement est plafonné à 100 TWh chaque année. Ce dispositif a pour

<sup>26</sup> [http://encherescapacites.edf.com/fichiers/fckeditor/File/Encheres/DecisionCE\\_Fin\\_VPP\\_301111.pdf](http://encherescapacites.edf.com/fichiers/fckeditor/File/Encheres/DecisionCE_Fin_VPP_301111.pdf)

<sup>27</sup> La loi n° 2010-1488 du 7 décembre 2010 portant nouvelle organisation du marché de l'électricité (NOME).

<sup>28</sup> C'est-à-dire en service à la date de promulgation de la loi NOME, c'est-à-dire à l'exclusion des nouveaux réacteurs en cours de développement

objectif de permettre aux fournisseurs alternatifs de concurrencer EDF sur le marché de détail de l'électricité.

- **LE PRIX DE L'ARENH**

Le prix initial de l'ARENH a été fixé en cohérence avec le tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM), de telle façon qu'un consommateur au TaRTAM au 30 juin 2011 puisse se voir proposer par la suite une offre de marché au même niveau de prix. Il a ainsi été fixé à 40 €/MWh au 1<sup>er</sup> juillet 2011.

Désormais, le prix de l'ARENH est représentatif des conditions économiques de production d'électricité par les centrales nucléaires. En 2012 et en 2013, le prix de l'ARENH était de 42 €/MWh.

- **LES VOLUMES ARENH EN 2013**

Après la publication des textes réglementaires, les premières livraisons d'électricité d'EDF aux fournisseurs alternatifs dans le cadre de l'ARENH ont commencé le 1<sup>er</sup> juillet 2011. Le processus de demande et d'attribution des droits a pu être mené dans les délais grâce à des dispositions spécifiques adaptées à la première période.

Au 31 décembre 2012, 35 fournisseurs avaient signé un accord-cadre avec EDF, préalable à toute demande de produit ARENH. En application des dispositions de l'article L. 336-5 du code de l'énergie, la CRE publie sur son site la liste des fournisseurs ayant signé un accord-cadre avec EDF.

64,3 TWh d'ARENH ont été livrés en 2013, représentant 62 % des approvisionnements nécessaires aux opérateurs alternatifs pour couvrir la consommation de leurs clients éligibles et leurs engagements relatifs à la fourniture de pertes à RTE et au gestionnaire de réseau de distribution ERDF.

### **C. LA TRANSPARENCE DE LA PRODUCTION**

Condition essentielle du bon fonctionnement des marchés de gros, la transparence des informations concernant la production est particulièrement importante en France. En effet, du fait de la forte concentration des moyens de production, il est indispensable que l'ensemble des acteurs de marché disposent d'informations leur permettant d'anticiper l'évolution de l'équilibre physique offre-demande du marché français.

Pour répondre aux attentes des acteurs, l'Union Française de l'Électricité participe depuis novembre 2006 à la transparence du marché de l'électricité en publiant en partenariat avec RTE une partie des données relatives à la production d'électricité en France. Ce dispositif, basé sur une collecte de ces informations auprès des membres de l'Union Française de l'Électricité, couvre près de 90 % de la production française et concerne toutes les unités de puissance nominale supérieure à 20 MW.

Depuis le 1er juillet 2010 sont par ailleurs publiées sur le site internet de RTE les prévisions de disponibilité à court et moyen termes, pour chacune des unités de production de puissance supérieure à 100 MW. Ce dispositif a été renforcé en décembre 2010 par la publication pour ces unités des arrêts fortuits, sous un délai de 30 minutes, complétée au plus tard le lendemain matin de l'arrêt par les causes et la date estimée de remise en service. Enfin, depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2012, il existe une page sur la plateforme de transparence du gestionnaire du réseau dédiée aux informations complémentaires à celles déjà délivrées notamment sur la disponibilité prévisionnelle et sur les arrêts fortuits du parc de production électrique, permettant ainsi à l'ensemble des acteurs du marché d'évaluer, plus finement encore, la situation de l'offre émanant des producteurs rassemblés au sein de l'Union Française de l'Électricité.

La CRE considère que l'ensemble de ces évolutions répond aux attentes des acteurs de marché.

#### **D. LA SURVEILLANCE DES MARCHES DE GROS**

##### **• LES ENJEUX DE LA SURVEILLANCE**

En application des 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. » Cette mission de surveillance s'inscrit désormais dans le cadre du règlement (UE) n° 1227/2011 relatif à la transparence et l'intégrité des marchés de l'énergie (REMIT).

La surveillance réalisée par la CRE depuis 2006 vise à vérifier que les prix de marché reflètent bien les contraintes économiques, techniques et réglementaires. Elle permet de vérifier que les acteurs qui disposent d'un pouvoir de marché n'en abusent pas, et que les transactions conclues sur les marchés n'ont pas pour objectif d'altérer le mécanisme de formation des prix.

Le prix sur un marché de gros détermine en effet :

- le revenu des ventes de gros réalisées par les opérateurs qui contrôlent des sources d'approvisionnement physiques (production, contrats d'importation de long terme) ;
- le coût d'approvisionnement des fournisseurs qui ne détiennent pas de telles sources d'approvisionnement.

Parmi les pratiques visées, on peut citer :

- la rétention de capacités de production qui vise à faire augmenter les prix par la création d'une pénurie artificielle ;
- la pratique de prix de vente excessivement bas, qui vise au contraire à faire baisser les prix en dessous de leur niveau normal et, ainsi, de réduire les revenus des concurrents ;
- l'envoi sur les plateformes de négociation, par un ou plusieurs acteurs, d'ordres d'achat ou de vente destinés à donner au marché une information erronée sur l'évolution des prix.

##### **• LES RAPPORTS DE LA CRE EN MATIERE DE SURVEILLANCE DES MARCHES**

Le sixième rapport de la CRE sur le fonctionnement des marchés de gros français de l'électricité et du gaz naturel a été publié en décembre 2013. Il rend compte de ses activités dans le domaine de la surveillance des marchés de gros et fait part aux acteurs de marché des différents travaux de surveillance engagés par la CRE. Il capitalise sur l'expérience acquise dans ce domaine depuis que la loi du 7 décembre 2006<sup>29</sup> a donné compétence à la CRE pour surveiller les marchés.

Parmi les faits marquants de ce rapport portant sur l'année 2012 et le 1<sup>er</sup> semestre 2013 figurent notamment les pics de prix de février 2012 et le pic de prix négatifs du 16 juin 2013 (cf Encadré 2). Il rend également compte d'un écartement des prix spot français et allemand et d'une réduction du taux de convergence. Enfin, il fait état de la stabilisation du prix du produit Calendaire *Baseload* 2014 France au niveau du prix de l'ARENH à 42 €/MWh à la fin du premier semestre 2013 et un écartement des prix à termes français et allemand.

---

<sup>29</sup> Loi n°2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie.

## 2.2.2 Le marché de détail

### 2.2.2.1 Etats des lieux

#### A. LES CONSOMMATEURS

Au 31 décembre 2013, 36,1 millions de sites étaient éligibles, ce qui représente 430<sup>30</sup> TWh de consommation annuelle d'électricité.

Les clients peuvent disposer de deux types de contrats. Il s'agit, d'une part, des contrats aux tarifs réglementés, proposés uniquement par les fournisseurs historiques, et, d'autre part, des contrats aux prix de marché, qui sont proposés tant par les fournisseurs historiques que par les fournisseurs alternatifs.

**TABLEAU 11: REPARTITION DES CONSOMMATEURS FINALS PAR TYPE DE SITE (AU 31 DECEMBRE 2013)**

	Nombre de sites
Sites résidentiels	31 223 000
Sites non résidentiels	4 968 000

Source : Données 2013, GRD, RTE, Analyses CRE

**TABLEAU 12: REPARTITION DE LA CONSOMMATION ANNUELLE DES CONSOMMATEURS FINALS (AU 31 DECEMBRE 2013)**

	Consommation 2013 en TWh
Sites résidentiels	128
Sites non résidentiels	298

Source : Données 2013, GRD, RTE, Analyses CRE

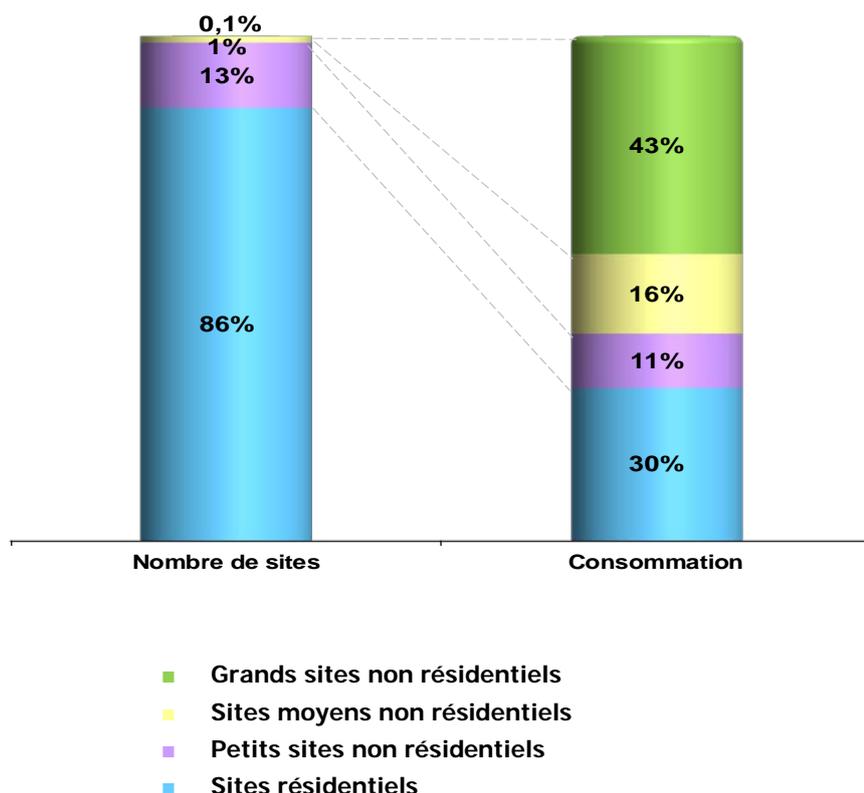
Au cours de l'année 2013, l'ouverture à la concurrence du marché résidentiel s'est poursuivie. Le nombre de clients résidentiels en offre de marché a augmenté de 15% (+ 332 000 sites) en 2013. Au 31 décembre 2013, 2 476 000 sites sur un total de 31,2 millions étaient en offre de marché, dont 2 466 000 chez un fournisseur alternatif.

Sur le marché non résidentiel, l'ouverture à la concurrence a repris son rythme en 2013. Le nombre de sites en offre de marché a augmenté de 3% au cours de l'année 2013 (soit + 17 000 sites) contre une baisse de 5% au cours de l'année 2012. Au 31 décembre 2013, 679 000 sites sur un total de 4,9 millions étaient en offre de marché, dont 399 000 chez un fournisseur alternatif.

Sur le marché de l'électricité résidentiel, les tarifs réglementés de vente sont toujours dominants représentant 92% des sites et 91% de la consommation. Sur le marché non résidentiel, les tarifs réglementés représentent 86% des sites, mais ne représentent que 58% de la consommation.

<sup>30</sup> Dans la suite du document, le périmètre d'étude est limité à la consommation des clients raccordés aux principaux gestionnaires de réseaux, qui représente 426 TWh.

**GRAPHIQUE 8: TYPOLOGIE DES SITES AU 31 DECEMBRE 2013**



Source : données 2013 GRD, RTE, fournisseurs – Analyse : CRE

**B. LES PARTS DE MARCHÉ - ANALYSE EN TERMES DE NOMBRE DE SITES**

Un seul fournisseur (EDF) détenait une part de marché supérieure à 5%. La part de marché des fournisseurs alternatifs en nombre de sites était de 8% (toutes catégories confondues).

Les parts de marché des 3 fournisseurs les plus significatifs (tous fournisseurs confondus) de chaque segment sont présentées dans les tableaux suivants.

**TABLEAU 13: PARTS DE MARCHÉ (EN NOMBRE DE SITES AU 31 DECEMBRE 2013)**

Tous segments	Segment des grands sites non résidentiels	Segment des sites moyens non résidentiels	Segment des petits sites non résidentiels	Segment des sites résidentiels
96%	93%	98%	98%	96%

Source : Données 2013, GRD, RTE, Analyses CRE

Pour avoir une vision plus détaillée du degré de concentration du marché français de l'électricité, les tableaux ci-après présentent les parts de marché des fournisseurs historiques et des fournisseurs alternatifs.

**TABLEAU 14: PARTS DE MARCHÉ DES 3 FOURNISSEURS HISTORIQUES LES PLUS SIGNIFICATIFS (EN NOMBRE DE SITE AU 31 DECEMBRE 2013)**

Tous segments	Segment des grands sites non résidentiels	Segment des sites moyens non résidentiels	Segment des petits sites non résidentiels	Segment des sites résidentiels
90%	92%	98%	91%	90%

Source : Données 2013, GRD, RTE, Analyses CRE

**TABLEAU 15: PARTS DE MARCHÉ DES 3 FOURNISSEURS ALTERNATIFS LES PLUS SIGNIFICATIFS (EN NOMBRE DE SITES AU 31 DECEMBRE 2013)**

Tous sites	Segment des grands sites non résidentiels	Segment des sites moyens non résidentiels	Segment des petits sites non résidentiels	Segment des sites résidentiels
8%	4%	0%	8%	8%

Source : Données 2013, GRD, RTE, Analyses CRE

### C. LES PARTS DE MARCHÉ - ANALYSE EN TERMES DE VOLUME DE CONSOMMATION

Un seul fournisseur (EDF) détenait une part de marché supérieure à 5% du marché au 31 décembre 2013. La part de marché des fournisseurs alternatifs en volume était de 18 % avec une forte différence entre les segments.

Les tableaux suivants donnent les parts de marché en termes de volume des 3 fournisseurs les plus significatifs (tous fournisseurs confondus), des 3 fournisseurs historiques les plus significatifs et des 3 fournisseurs alternatifs les plus significatifs.

**TABLEAU 16: PARTS DE MARCHÉ EN VOLUME (AU 31 DECEMBRE 2013)**

Tous segments	Segment des grands sites non résidentiels	Segment des sites moyens non résidentiels	Segment des petits sites non résidentiels	Segment des sites résidentiels
80%	78%	98%	97%	96%

Source : Données 2013, GRD, RTE, Analyses CRE

**TABLEAU 17: PARTS DE MARCHÉ DES 3 FOURNISSEURS HISTORIQUES LES PLUS SIGNIFICATIFS EN VOLUME (AU 31 DECEMBRE 2013)**

Tous segments	Segment des grands sites non résidentiels	Segment des sites moyens non résidentiels	Segment des petits sites non résidentiels	Segment des sites résidentiels
81%	63%	97%	90%	90%

Source : Données 2013, GRD, RTE, Analyses CRE

**TABLEAU 18: PARTS DE MARCHÉ DES 3 FOURNISSEURS ALTERNATIFS LES PLUS SIGNIFICATIFS EN VOLUME (AU 31 DECEMBRE 2013)**

Tous sites	Segment des grands sites non résidentiels	Segment des sites moyens non résidentiels	Segment des petits sites non résidentiels	Segment des sites résidentiels
6%	21%	0%	8%	9%

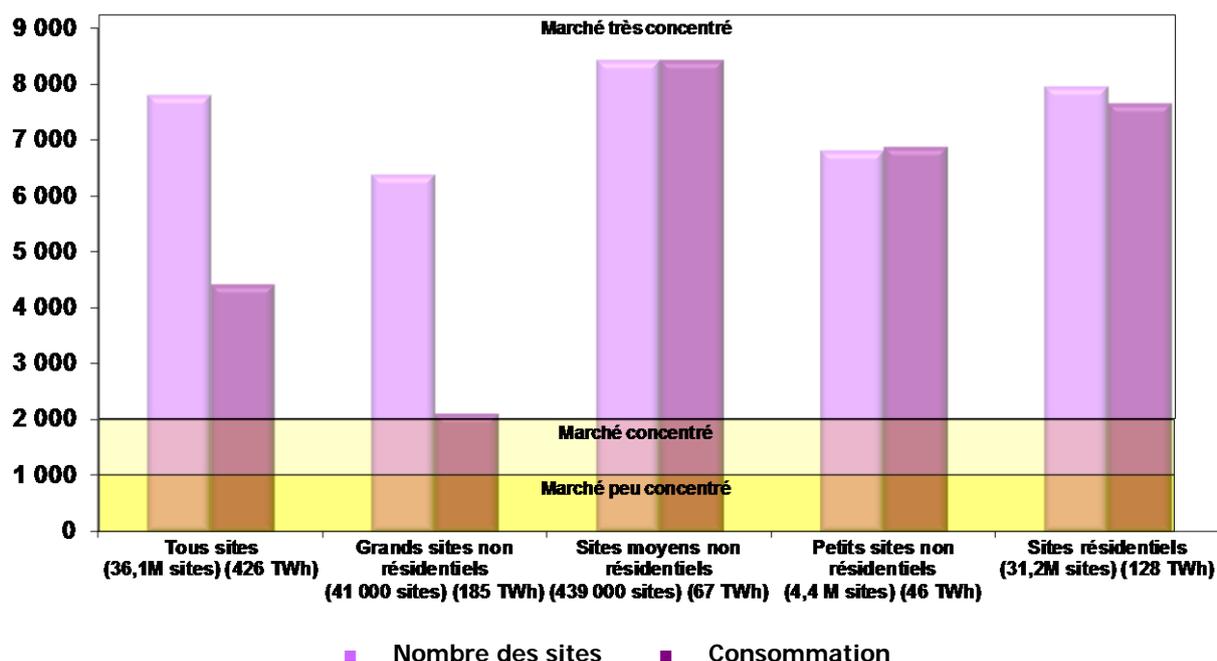
Source : Données 2013, GRD, RTE, Analyses CRE

### D. LA CONCENTRATION DU MARCHÉ

Le graphique suivant donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI)<sup>31</sup> en nombre de sites et en volume pour les différents segments du marché de détail. Cet indice mesure la concentration du marché sur chaque segment de clientèle.

<sup>31</sup> L'indice HHI est égal à la somme des carrés des parts de marché des intervenants, et mesure la concentration du marché (il est d'autant plus élevé que le marché est concentré). On considère généralement qu'un marché est peu concentré si son HHI est inférieur à 1 000, et très concentré s'il

**GRAPHIQUE 9: INDICE HHI AU 31 DECEMBRE 2013**



**E. LES FOURNISSEURS**

Au 31 décembre 2013, 18 fournisseurs alternatifs nationaux et déclarés auprès de la CRE, possédaient au moins un client en portefeuille. Parmi ces fournisseurs alternatifs, 10 proposaient des offres aux clients résidentiels.

**GRAPHIQUE 10: LES FOURNISSEURS NATIONAUX D'ELECTRICITE**



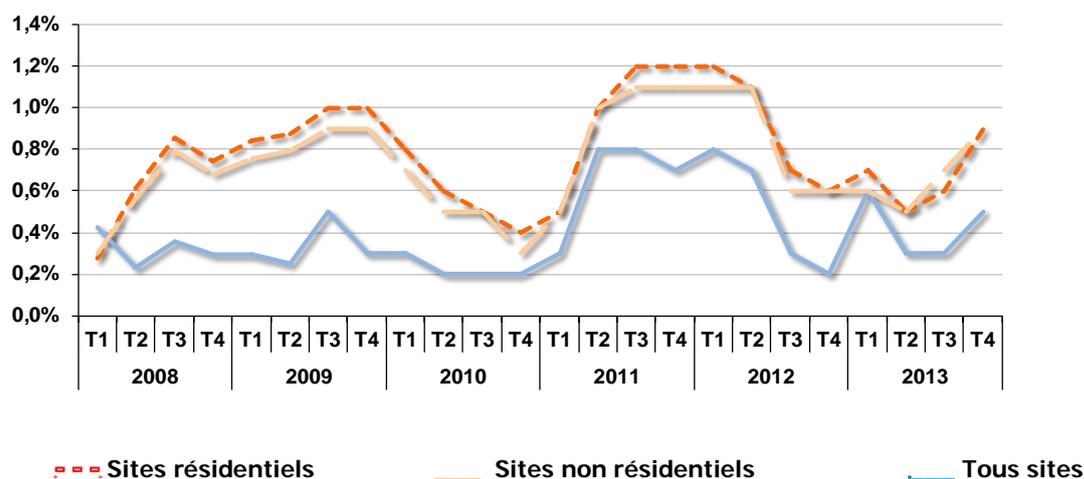
Source : *énergie-info.fr, Analyses CRE*

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.

## F. LES TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR

Le graphique ci-dessous retrace l'évolution des taux de *switch* depuis 2008. Il est à noter que ces taux n'incluent pas les changements de fournisseur des clients en direction des fournisseurs historiques (*switch back*) car les gestionnaires de réseau ne sont pas en mesure de distinguer les sites qui renégocient leur contrat chez un fournisseur historique de ceux qui reviennent vers ce fournisseur historique. Toutefois, cette restriction n'a pas d'impact notable sur la valeur du taux de *switch* calculé.

GRAPHIQUE 11: TAUX DE SWITCH TRIMESTRIEL



Source : Données 2013, GRD, RTE, Analyses CRE

### 2.2.2.2 Les prix de détail

#### A. LES TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE D'ÉLECTRICITÉ

Le tableau suivant présente la décomposition de la facture des clients aux tarifs réglementés de vente (TRV) d'électricité au 31 décembre 2013.

TABLEAU 19: FACTURE AUX TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE D'ÉLECTRICITÉ AU 31 DÉCEMBRE 2013

	Dc	Ib	Ig
<b>Tarif intégré HT (hors CTA)</b>	106,2	90,2	56,7
<b>Tarif réseau</b> (TURPE 3 au 1 <sup>er</sup> août 2013)	45,3	44,7	13,4
<b>Part fourniture</b>	60,9	45,5	43,3
<b>CTA*</b>	3,2	4,2	0,7
<b>TCFE **</b>	9,1	3,1	3,1
<b>CSPE ***</b>	13,5	13,5	13,5
<b>TVA ****</b>	23,3	21,7	14,5
<b>Tarif TTC</b>	155,4	132,6	88,6

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

Dc : client résidentiel consommation entre 2500 et 5000 KWh

Ib : client industriel consommation entre 20- 500 MWh

Ie : client industriel consommation entre 20 000 et 70 000 MWh

Client résidentiel type : 4200 kWh avec tarif 6kVA base

(\*) 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.

(\*\*) La CSPE (contribution au service public de l'électricité) finance les dispositifs de soutien à la cogénération et aux énergies renouvelables, la péréquation tarifaire nationale et les dispositifs sociaux, le budget du médiateur national de l'énergie ainsi qu'une partie des charges liées au tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché. Au 31 décembre 2013, elle est fixée à 13,5€/MWh (hors TVA).

(\*\*\*) Les TCFE (taxes sur la consommation finale d'électricité) sont de l'ordre de 9,3 €/MWh (hors TVA) pour les résidentiels quel que soit la puissance souscrite, de 3,1 €/MWh (hors TVA) pour les professionnels dans le cas d'une puissance souscrite comprise entre 36 kVA et 250 kVA et de 0,5 €/MWh (hors TVA) pour les professionnels pour les puissances supérieures à 250 kVA.

(\*\*\*) Au 31 décembre 2013, le taux de TVA réduit de 5,5% s'applique sur :

- La part abonnement hors taxes du tarif ;
- La CTA

Au 31 décembre 2013, le taux de TVA à 19,6% s'applique 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 1<sup>er</sup> août 2013 ;
- le tarif intégré HT est calculé par application des barèmes tarifaires appliqué au 1<sup>er</sup> août 2013 ;
- la part fourniture de la facture est obtenue par différence entre la facture totale hors taxes et la facture réseau.

## B. LES OFFRES DE MARCHÉ

Les offres de marché des fournisseurs alternatifs sont différentes selon le segment de clientèle. Pour les grands et les moyens sites non résidentiels, le prix des offres est, de manière générale, indexé sur le prix de l'ARENH pour une part de l'approvisionnement et sur le prix du marché de gros pour la part restante.

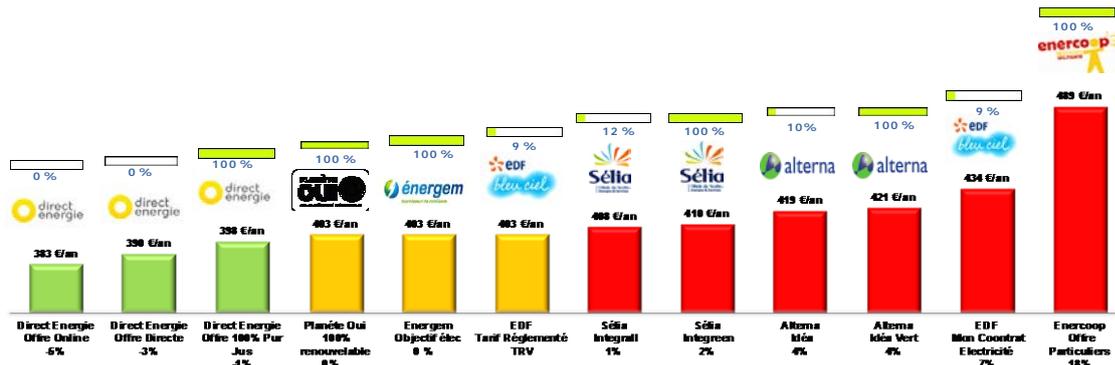
Pour les petits clients non résidentiels, il existe deux types d'offres. Les offres dont le prix est défini par rapport au tarif réglementé de vente sont majoritaires. Le prix des autres offres est construit par addition des tarifs d'accès au réseau et des prix de marché de gros.

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

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 (prix indexés et fixes). Les offres présentées ont été déclarées au préalable volontairement par chacun des fournisseurs sur le comparateur d'offre du site [www.energie-info.fr](http://www.energie-info.fr). Il est donc possible que les offres présentées ne soient pas complètement exhaustives.

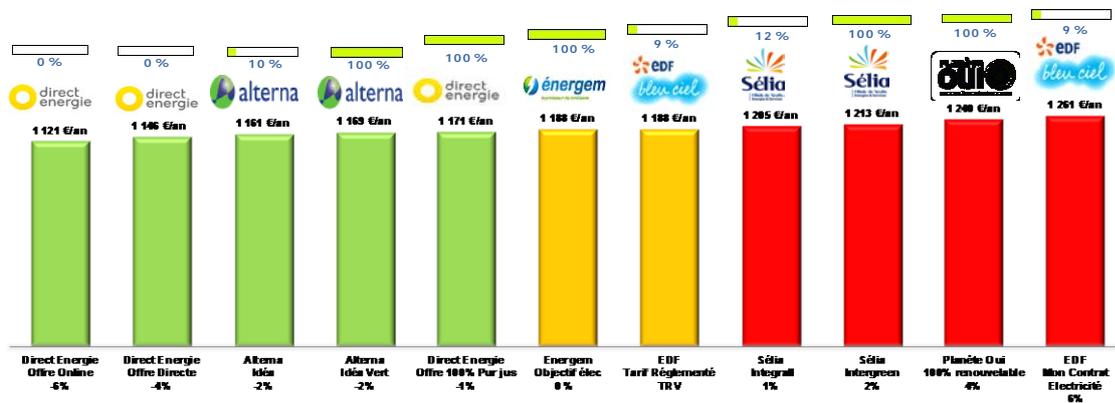
Les offres sont comparées par rapport au tarif réglementé de vente d'EDF. Par exemple, au 31 décembre 2013, pour le client Base, l'offre indexé la moins chère était proposée par Direct Energie (383€/an soit -5% par rapport au TRV) et la plus chère par Enercoop (489€/an soit +18% par rapport au TRV).

GRAPHIQUE 12: COMPARAISON DES OFFRES A PRIX INDEXES POUR UN CLIENT BASE 6 KVA



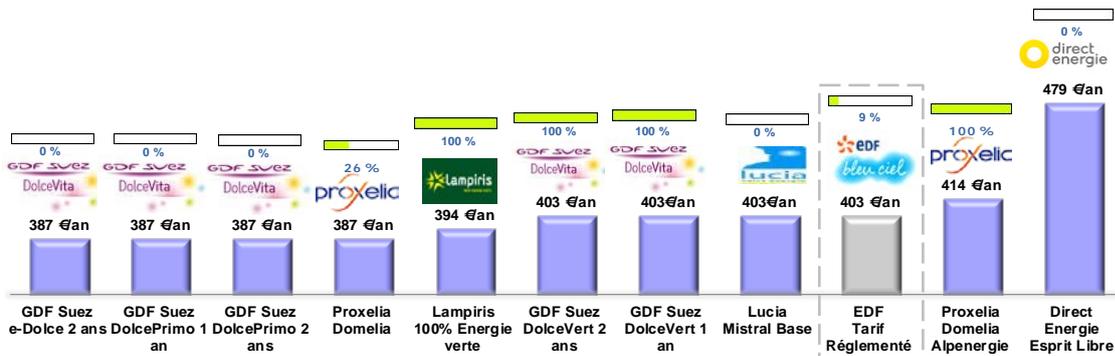
Source: Comparateur d'offres énergie-info

GRAPHIQUE 13: COMPARAISON DES OFFRES A PRIX INDEXE POUR UN CLIENT HP/HC 9 KVA



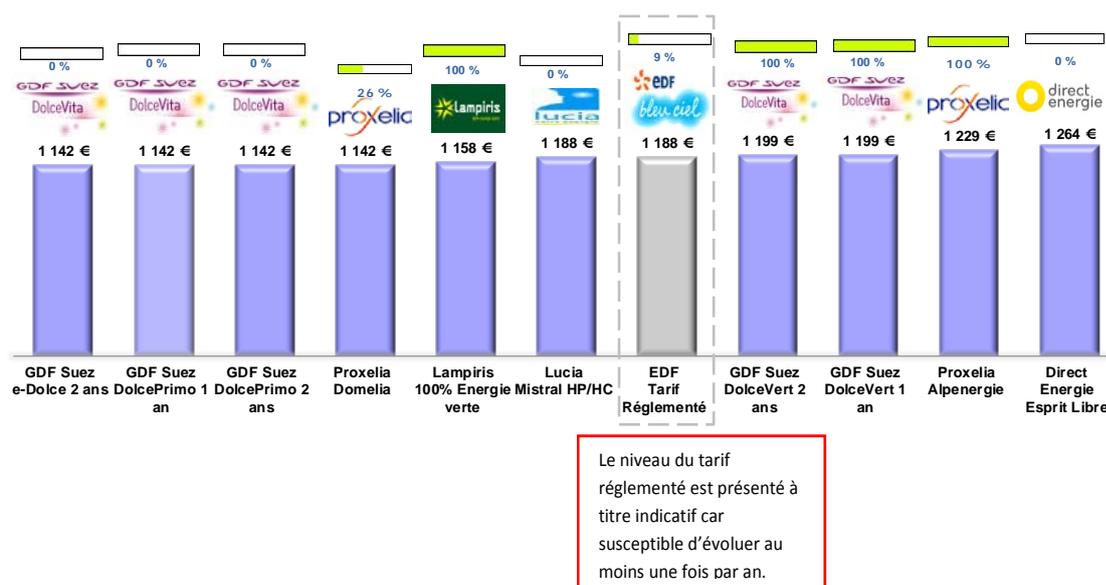
Source: Comparateur d'offres énergie-info

GRAPHIQUE 14: COMPARAISON DES OFFRES A 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.

**GRAPHIQUE 15: COMPARAISON DES OFFRES A PRIX FIXE POUR UN CLIENT HP/HC 9 KVA**



Source: Comparateur d'offres energie-info

### C. LA CONCURRENCE SUR LE MARCHÉ DE DETAIL

La contestabilité de chaque type de clients doit être analysée au regard des tarifs réglementés de vente, dont ils peuvent encore bénéficier.

La part énergie du tarif réglementé de vente est obtenue en retranchant de ce tarif la part acheminement calculée à partir du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité et les coûts commerciaux d'EDF.

Les fournisseurs alternatifs s'approvisionnent pour partie en ARENH, pour partie sur le marché de gros de l'électricité. La contestabilité des tarifs réglementés doit ainsi être analysée au regard de la faculté des fournisseurs alternatifs à s'approvisionner à un prix compétitif avec la part énergie du tarif réglementé. Cette analyse repose sur l'hypothèse qu'un fournisseur alternatif est aussi efficace commercialement que le fournisseur historique.

Dans son avis du 26 juillet 2013 sur le projet d'évolution tarifaire au 1<sup>er</sup> août 2013, la CRE a mené une étude de la contestabilité en moyenne des tarifs réglementés de vente. Les hausses nécessaires au 1<sup>er</sup> août 2013 pour assurer cette contestabilité en moyenne figurent dans le tableau ci-dessous. Elles sont à comparer avec les mouvements respectifs de 5%, 2.7% et de 0% effectivement réalisés pour les tarifs bleus<sup>32</sup>, jaunes<sup>33</sup> et verts<sup>34</sup>.

<sup>32</sup> Résidentiels et petits professionnels

<sup>33</sup> Sites de taille moyenne

<sup>34</sup> Sites de grande taille

**TABLEAU 20: HAUSSE NECESSAIRE DU TARIF REGLEMENTE DE VENTE (EN %) POUR EN ASSURER LA CONTESTABILITE, EN FONCTION DES PRIX DE MARCHÉ EN 2013**

Prix de marché base (en €/MWh)	42	44	46	48	50	52	54
Bleus résidentiels	3,8%	4,3%	4,8%	5,3%	5,8%	6,3%	6,7%
Bleus non résidentiels	-1,9%	-1,2%	-0,5%	0,1%	0,8%	1,4%	2,1%
Jaunes	-0,5%	0,1%	0,7%	1,2%	1,8%	2,3%	2,9%
Verts	-2,1%	-1,5%	-0,9%	-0,3%	0,4%	1,0%	1,6%

L'analyse qui précède est effectuée en moyenne.

#### D. LA REGLEMENTATION DES PRIX APPLIQUES A L'UTILISATEUR FINAL

Tous les consommateurs sont éligibles depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2007.

La possibilité de disposer d'une offre réglementée sur un site dépend de la situation du client sur ce site.

Les tarifs réglementés de vente sont fixés par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie, après avis de la CRE.

L'article L.337-5 du code de l'énergie dispose que les tarifs réglementés de vente de l'électricité sont définis en fonction des catégories fondées sur les caractéristiques intrinsèques des fournitures, en fonction des coûts liés à ces fournitures.

Il existe différents tarifs réglementés de vente, fonction de la puissance souscrite, de la tension de raccordement, de la durée d'utilisation. Le client a également le choix entre différentes options comme heures pleines / heures creuses (HP/HC) ou Effacement des jours de pointe (EJP) par exemple.

Ils sont proposés par EDF et les entreprises locales de distribution.

**TABLEAU 21: ÉVOLUTION DES TARIFS SUR LES DIX DERNIÈRES ANNÉES**

	Sur la période 2002-2012		Avec le mouvement 2013	
	En € courants	En € constants	En € courants	En € constants
Bleus résidentiels	+ 12 %	- 8 %	+ 18 %	- 3 %
Bleus professionnels	+ 13 %	- 7 %	+ 19 %	- 3 %
Jaunes	+ 22 %	+ 1 %	+ 25 %	+ 4 %
Verts	+ 24 %	+ 3 %	+ 24 %	+ 3 %

Source : calculs CRE sur la base de données CRE et INSEE

Dans son avis relatif à l'évolution tarifaire de juillet 2013, la CRE a rappelé qu'en application de la réglementation en vigueur, les tarifs réglementés de vente d'électricité doivent *a minima* couvrir les coûts comptables des opérateurs historiques. Elle a également constaté que les tarifs réglementés de vente d'électricité envisagés sur-couvraient les coûts comptables d'EDF sur le segment tarifaire bleu non résidentiel mais ne couvraient pas les coûts comptables d'EDF sur les segments bleu résidentiel, jaune et vert.

## **2.3 La sécurité d'approvisionnement**

### **2.3.1 Les projets d'infrastructures à cinq ans**

RTE est confronté à d'importants défis dans l'exercice de ses missions relatives au développement de réseau :

- la nécessaire intégration des marchés électriques européens qui accroît les besoins de développement des capacités d'interconnexion ;
- le maintien du niveau de sécurité d'alimentation dans certaines zones fragilisées par leur faible niveau de production locale et par les difficultés d'acceptabilité de nouvelles infrastructures électriques pourtant essentielles ;
- de nombreuses demandes de raccordement de moyens de production impulsées par la reprise d'un cycle d'investissements et par le développement des énergies renouvelables insufflé par le Plan Energie Climat.

Ces enjeux requièrent des investissements conséquents dans le réseau public de transport d'électricité pour la décennie à venir. Ainsi, depuis 2012, les investissements de RTE sont en forte progression. Le niveau moyen annuel d'investissements prévu pour la période 2013-2016 s'élève à 1 647 M€, ce qui correspond à une hausse d'environ 40% par rapport à la projection moyenne sur la période 2009-2012.

#### **A. LE RENFORCEMENT DES CAPACITES D'ECHANGE FRANCE – ESPAGNE**

La capacité d'échange maximale entre la France et l'Espagne est actuellement de 1400 MW en hiver de la France vers l'Espagne et de 1300 MW de l'Espagne vers la France. Un projet d'augmentation de la capacité de l'ordre de 1400 MW a été entériné le 27 juin 2008 par les chefs de gouvernement français et espagnol. L'accord porte sur une ligne souterraine en courant continu, depuis le poste de conversion de Baixas près de Perpignan jusqu'à Santa Llogaia en Espagne. Le projet a franchi d'importantes étapes depuis 2011, tant au niveau des démarches administratives que de la progression de la réalisation des travaux. En 2013, le projet a vu sa date de mise en service décalée à 2015, à la suite d'un retard technique lié au traitement architecturale des bâtiments de la station de conversion de Baixas.

En parallèle, RTE et REE mènent des études sur la possibilité de porter à 4000 MW les capacités d'échange avec l'Espagne. L'engagement de porter la capacité d'échange à 4 GW avait été pris lors du sommet intergouvernemental de Perpignan d'octobre 2001. L'intérêt du projet de renforcement a depuis été confirmé par le groupe régional « continental sud-ouest » d'ENTSO-E. La solution actuellement à l'étude est une liaison sous-marine entre la région de Bilbao et l'Aquitaine. Ce projet a obtenu le statut de projet d'intérêt commun en octobre 2013 et sa mise en service est envisagée d'ici 2023. Une étude des fonds sous-marins a été lancée en 2013, et une décision pourrait intervenir en 2014.

#### **B. LE RENFORCEMENT DE LA FRONTIERE ELECTRIQUE AVEC L'ITALIE**

RTE a conduit deux projets avec Terna.

Le premier visait à optimiser les capacités du réseau existant. Depuis 2012, un transformateur déphaseur est installé sur la ligne d'interconnexion entre Trinité-Victor et Camporosso et certains ouvrages électriques de la région d'Albertville ont été réorganisés. Une fois que seront réalisés les travaux en Italie, ce projet permettra d'augmenter les échanges de 600 MW en hiver et en été.

Par ailleurs, les deux opérateurs envisagent la construction d'un nouvel axe d'interconnexion (projet Savoie-Piémont) par le tunnel de Fréjus pour traverser les massifs montagneux frontaliers. Ce projet a été déclaré comme projet d'utilité publique à l'été 2012 et a été retenu comme projet d'intérêt commun en octobre 2013. Les travaux de construction de la liaison en France sont envisagés pour 2014 et doivent s'achever en 2019. La date de mise en

service a été décalée à 2019 du fait d'un report de quelques mois du lancement de l'appel d'offre.

### C. L'ACCROISSEMENT DE L'INTERCONNEXION FRANCE – ANGLETERRE

L'intérêt économique de développer les interconnexions pour atteindre une capacité d'échange entre la Grande Bretagne et le continent d'au moins 5 GW a été souligné par RTE à plusieurs reprises. La capacité supplémentaire permettra, selon RTE, de valoriser la complémentarité des parcs de production des zones interconnectées dans le contexte d'un développement important des énergies renouvelables. Quatre projets d'interconnexion sont ainsi à l'étude avec l'Angleterre.

Le premier, IFA 2, prévoit une augmentation des capacités d'échange de 1000 MW. Ce projet a été précisé au cours de l'année 2013. Les résultats des études sous-marines ont en effet permis de proposer un tracé au printemps 2013 et de vérifier l'équilibre économique du projet. La date de mise en service évoquée dans le schéma décennal de RTE est 2020.

Un deuxième projet d'interconnexion via les infrastructures du tunnel sous la manche (Eleclink), dont la mise en service est prévue en 2016, doit permettre d'augmenter les capacités d'interconnexion entre la France et l'Angleterre de 1000 MW..

Un troisième projet vise à profiter des projets de développement des hydroliennes au large des côtes de Normandie pour augmenter les capacités d'échanges lorsque les hydroliennes ne produisent pas. Ce projet est un projet mixte d'interconnexion et de raccordement de productions hydroliennes visant une capacité supplémentaire de 1000 à 1400 MW en 2022. Le raccordement du projet côté français est prévu dans le Cotentin, sans coût additionnel pour le réseau.

Enfin, le projet de liaison de 600 km entre la France et l'Irlande d'une capacité de 700 MW a été précisé par la signature le 27 mai 2013 d'un accord en vue de lancer une étude des fonds marins destinée à préciser la faisabilité de l'ouvrage.

L'ensemble de ces projets a été retenu dans la première liste des projets d'intérêt commun de l'Union.

### D. LES AUTRES PROJETS A L'ETUDE

D'autres études, à un stade préliminaire, sont en cours sur des projets d'interconnexion avec l'Allemagne, la Belgique, le Luxembourg ou la Suisse. Sur les frontières luxembourgeoise, allemande et belge, des évolutions de parcs de production significatives sont escomptées avec la fermeture prévue des parcs nucléaires en Allemagne et en Belgique et le développement des renouvelables. Ces évolutions sont susceptibles d'entraîner des complémentarités de parc importantes qui pourront être valorisées selon RTE au travers du développement des interconnexions.

L'avancement des études au cours de l'année 2013 avec le gestionnaire de réseau belge en vue d'augmenter les capacités d'échange avec la Belgique ont permis de préciser la stratégie optimale de développement sur cette frontière. La stratégie d'un remplacement des lignes existantes est désormais privilégiée vis-à-vis de la création d'une nouvelle ligne à courant continu. S'agissant du Luxembourg, le gestionnaire de réseau luxembourgeois a abandonné l'idée d'un renforcement des interconnexions avec la France, en privilégiant un renforcement avec la Belgique et l'Allemagne. RTE poursuit par ailleurs des études avec les gestionnaires de réseaux allemands en vue d'une augmentation des capacités d'échange. Celle-ci apparaît souhaitable pour le système électrique européen quel que soit le scénario retenu, l'axe privilégié de développement étant pour l'instant le remplacement de lignes existantes.

Enfin, s'agissant des frontières sud-ouest, RTE poursuit avec son homologue suisse des études sur le renforcement de capacités, en privilégiant le renforcement des axes existants.

Les déterminants d'une augmentation des capacités d'interconnexion avec la Suisse résident dans le développement des stations de transfert d'énergie par pompage en Suisse, l'évolution des capacités de production dans la vallée du Rhône et les besoins d'importations de l'Italie.

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

### 2.3.2.1 La gestion des pics de consommation électrique

Les pics de consommation électrique en France font référence à :

- une pointe journalière (observée à 19h en hiver et à 13h en été) qui nécessite de faire appel à des moyens de pointe pouvant démarrer rapidement ;
- une pointe saisonnière : la consommation électrique française est très thermosensible (l'hiver, la consommation instantanée augmente d'environ 2 400 MW lorsque la température baisse de 1°C).

Le maximum de consommation a été enregistré le 17 janvier 2013, à 19h, avec une puissance de 92 600 MW, alors que la température France constatée (-1,9°) était inférieure de 6,8°C à la température de référence. Ce maximum de consommation reste inférieur au pic annuel enregistré le 8 février 2012 (102,1 GW). La puissance consommée a atteint son niveau le plus bas le 11 août avec 29 630 MW, ce qui constitue le plus faible niveau de consommation constaté depuis sept ans.

**TABLEAU 22: EVOLUTION DE LA POINTE DE CONSOMMATION A MOYEN TERME DANS LE SCENARIO DE REFERENCE**

Pointe à une chance sur dix (GW)	2014	2015	2016	2017
Scénario Haut	100.8	101.8	102.8	103.7
Scénario Référence	99.7	100.4	101.0	101.6
Scénario MDE renforcée	98.9	99.2	99.4	99.6
Scénario Bas	98.2	98.1	98.1	98.0

Source : Prévisions RTE

A l'heure actuelle, il existe plusieurs leviers de traitement de la pointe.

D'une part, des incitations à la réduction de consommation en pointe peuvent être assurées par :

- des signaux tarifaires, type heures pleines heures creuses, des tarifs EJP-Tempo ou d'autres dispositifs de fournisseurs d'électricité incitant les consommateurs à réduire leur consommation (potentiel estimé à moins de 3000 MW);
- des dispositifs locaux tels qu'Ecovatt opérant en Bretagne et en région PACA (démarche volontaire des consommateurs à freiner leur consommation en pointe en réponse à une alerte lancée par RTE, visant à réduire de 15% cette consommation en 5 ans). Lancées en 2008 et 2010 respectivement, ces opérations comptaient fin 2013 près de 70 000 inscrits (dont plus de 50 000 en Bretagne), et ont déjà permis de réduire la consommation de plus de 200 MW lors des sollicitations lancées par RTE.

D'autre part, le développement de capacités permettant de répondre à la pointe résiduelle peut être envisagé via les mécanismes :

- de Programmation Pluriannuelle d'Investissement (PPI), qui peut éventuellement répondre à des problématiques de pointes locales ;
- d'obligation de capacité. A partir des orientations proposées par RTE en 2011, le décret d'application a été publié par le Ministre chargé de l'Energie au Journal officiel

de la République française (JORF) en décembre 2012.<sup>35</sup> Sur cette base, des règles relatives au fonctionnement du dispositif ont été élaborées par RTE en 2013, en concertation avec les acteurs de marché, dans l'objectif de transmettre un projet au Ministre et à la CRE au premier semestre 2014.

La courbe de charge peut en outre être lissée par le pilotage de la demande assurée par les gestionnaires de réseau, mais une telle mesure ne trouve pas d'application aujourd'hui en France.

Enfin, la mise en place du mécanisme « NEBEF » en 2014, en application des dispositions de la loi du 15 avril 2013, devrait permettre le développement accru des effacements au service des acteurs de marché.

### **2.3.2.2 L'ajustement électrique en temps réel**

#### **A. LES SERVICES SYSTEME ET LE MECANISME 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 le maintien d'une valeur satisfaisante 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 et secondaire), soit par l'action des opérateurs (réglage tertiaire).

En 2013, les charges qui découlent de l'équilibrage entre la production et la consommation électriques et de la résolution des congestions ont été supportées soit par les utilisateurs du réseau de transport via le TURPE pour les réserves primaire et secondaire, soit par les responsables d'équilibre (règlement des écarts) pour le réglage tertiaire.

La CRE approuve d'une part les règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au recouvrement des charges d'ajustement et, d'autre part, les méthodes de calcul du prix des écarts et les charges relatives aux contractualisations de RTE.

#### **B. UNE PARTICIPATION ACCRUE DE LA DEMANDE AU MECANISME D'AJUSTEMENT**

Au cours de l'exercice 2013, de nombreuses offres non contractualisées d'effacements diffus ont été déposées et activées régulièrement sur le mécanisme d'ajustement au cours de la période hivernale. La participation progresse bien qu'un seul acteur exploitant l'effacement diffus semble à même de participer au mécanisme d'ajustement.

Le développement de la filière par le biais de contrats de réservation annuelle de puissance activable sur le mécanisme d'ajustement a également permis de renforcer la sécurité opérationnelle du réseau électrique français. L'issue de l'appel d'offres « effacements » lancé fin 2013 par RTE pour l'exercice 2014 a confirmé le développement continu des capacités d'effacement : 760 MW mobilisables en moyenne sur l'année, contre seulement 100 MW en 2009. La CRE se réjouit en particulier de la première participation des effacements diffus. En réponse à l'évolution des modalités du dispositif visant à assurer une participation plus large des effacements, ces résultats illustrent une concurrence croissante et s'accompagnent d'une diminution du coût total - inférieur à 18 000 €/MW/an en moyenne - d'un dispositif devenu incontournable pour renforcer la contribution des consommateurs à la sécurité d'alimentation électrique.

---

<sup>35</sup> Décret n°2012-1405 du 14 décembre 2012 relatif à la contribution des fournisseurs à la sécurité d'approvisionnement en électricité et portant création d'un mécanisme d'obligation de capacité dans le secteur de l'électricité.

Tous dispositifs confondus, la capacité globale d'effacement offerte sur le mécanisme d'ajustement a atteint près de 900 MW certains jours de novembre 2013. Sur l'année, le volume d'effacements annuel activé s'élève à 20 GWh. Ils se répartissent entre l'effacement diffus – pour la moitié – et l'effacement de sites industriels et tertiaires.

Enfin, RTE a proposé une expérimentation portant sur l'aménagement du mécanisme d'ajustement pour la Bretagne pour répondre plus spécifiquement aux enjeux de la région. Pour l'hiver 2012-2013, les industriels concernés ont pu effacer la consommation d'une partie de leurs équipements ou recourir à leurs groupes électriques de secours, lors des périodes de pointe, sur sollicitation de RTE. 70 MW ont ainsi été mis à disposition, et jusqu'à 41 MW ont été effectivement mobilisés en janvier 2013.

### 2.3.2.3 Mécanisme de calcul des écarts et des 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, en charge 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 non seulement la différence entre l'injection physique et le soutirage physique mesuré mais aussi la différence entre les transactions nationales d'achat/vente et les transactions d'import/export aux interconnexions déclarées.

Le prix des écarts est calculé de la façon suivante.

**TABLEAU 23: LE PRIX DES ECARTS**

	Cas où l'écart global du système est positif	Cas où l'écart global du système est négatif
Prix des écarts positifs	$Min(PE_{pex}, PMP \text{ Baisse} / (1+K))$	$PE_{pex}$
Prix des écarts négatifs	$PE_{pex}$	$Max(PE_{pex}, PMP \text{ Hausse} * (1+K))$

Source : CRE – RTE

PE<sub>pex</sub> représente le prix de la bourse (ou prix spot) pour la demi-heure concernée ;

- PMP Hausse représente le prix moyen pondéré par les volumes des ajustements à la hausse que RTE a dû activer pendant la demi-heure concernée ;
- PMP Baisse 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.

Par construction, le prix des écarts négatifs est toujours supérieur au prix de marché sur EPEX Spot, et le prix des écarts positifs lui est toujours inférieur.

## 3 Le marché du gaz

### 3.1 L'accès aux réseaux de transport et de distribution de gaz

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2005, il existe en France deux GRT : les sociétés TIGF et GRTgaz.

Depuis juillet 2011, GRTgaz appartient à GDF SUEZ à hauteur de 75% et à un consortium public composé de la Caisse des Dépôts et Consignations, 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 1<sup>er</sup> janvier 2009).

TIGF opère un réseau long d'environ 6 000 km dans le sud-ouest de la France, qui constitue une zone d'équilibrage unique. Depuis le deuxième semestre 2013, TIGF est détenue à hauteur de 45% par SNAM Rete Gas, opérateur de transport et de stockage italien, à hauteur de 35% par GIC, un fonds d'investissement de l'état singapourien et à hauteur de 20% par EDF.

On compte 25 GRD de gaz naturel, de tailles très inégales, alimentant environ 11,5 millions de consommateurs en France :

- GrDF, filiale de GDF SUEZ, assure la distribution de plus de 96 % des quantités de gaz naturel distribuées en France ;
- 24 autres GRD de plus petites tailles, dont Régaz-Bordeaux et Réseau GDS qui assurent chacun la distribution d'environ 1,5 % du marché, tandis que les 22 autres GRD se partagent moins de 1 % du marché de la distribution de gaz.

#### 3.1.1 La certification des gestionnaires de réseaux de transport et la dissociation des gestionnaires de réseaux de distribution

##### 3.1.1.1 Mise en œuvre de la procédure de certification des gestionnaires de réseaux de transport

###### A. LES DECISIONS DE CERTIFICATION DE GRT GAZ ET DE TIGF

GRTgaz a été certifié par la CRE en tant que gestionnaire de transport indépendant de l'entreprise verticalement intégrée (modèle de séparation patrimoniale ITO - *Independent Transmission Operator*) le 26 janvier 2012.

A cette même date, la CRE avait également certifié TIGF en modèle ITO. Suite au changement de l'actionnariat du GRT, la CRE a ouvert une procédure de réexamen de la certification de TIGF le 5 septembre 2013. 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.

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.

###### B. LE SUIVI DE LA MISE EN ŒUVRE DES DEMANDES DE LA CRE DANS LA DECISION DE CERTIFICATION DE GRT GAZ

La CRE s'assure régulièrement que GRTgaz respecte ses obligations en matière d'indépendance vis à vis de l'EVI. A cette fin, la CRE vérifie qu'il respecte ses engagements rappelés dans la délibération de certification et qu'il met en œuvre, dans les délais déterminés, les demandes imposées par la CRE dans cette même délibération.

Conformément aux dispositions de la directive 2009/73/CE transposées dans le 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 1<sup>er</sup> juillet 2014 et depuis la décision de certification prise le 26 janvier 2012, GRTgaz a transmis 36 contrats à la CRE. 26 d'entre eux ont été approuvés par la CRE au titre du suivi de la certification. Les autres ont fait l'objet de demandes de la CRE de mettre un terme à ces prestations.

La CRE est 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. Elle veille en particulier à la mise en œuvre par GRTgaz des demandes formulées par la CRE en matière de séparation des locaux et des systèmes d'information, ainsi que de pratiques de communication.

#### **C. LE SUIVI DE LA MISE EN ŒUVRE DES DEMANDES DE LA CRE DANS LA DECISION DE CERTIFICATION DE TIGF**

Dans sa délibération du 3 juillet 2014, la CRE a formulé un certain nombre de demandes afin d'assurer un suivi régulier de l'indépendance de TIGF dans son activité de gestionnaire de réseau de transport. En particulier, elle a demandé à la société TIGF la transmission de rapports annuels sur la mise en œuvre des obligations de confidentialité prévues dans les statuts de TIGF S.A. et TIGF Investissements et sur la conformité de l'organisation et du fonctionnement des organes de gouvernance de TIGF Holding avec les conditions de la décision de certification du 3 juillet 2014.

#### **D. LE SUIVI DES ACTIVITES RECURRENTES DES GRT AU REGARD DES EXIGENCES DE LA CERTIFICATION**

L'article L.431-6 du code de l'énergie impose aux GRT d'élaborer annuellement un plan décennal de développement du réseau, contraignant pour les trois premières années, qui est soumis à l'examen de la CRE qui peut en demander des modifications. Les observations de la CRE concernant la cohérence des plans d'investissement de GRTgaz et de TIGF avec le plan de développement du réseau dans l'ensemble de la Communauté sont présentées au paragraphe 3.1.3.3.

En application des articles L.111-34 à L.111-38 du code de l'énergie, chaque GRT appartenant à une EVI s'est doté d'un responsable de la conformité, 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.

Bien que les dispositions du code de l'énergie n'imposent 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, la CRE continuera à réaliser le suivi de l'indépendance de TIGF 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.

L'organe de règlement des différends de la CRE, le CoRDIS, peut sanctionner les manquements répétés, qu'il constate de la part du GRT, aux règles d'indépendance définies par le code de l'énergie, à l'obligation annuelle d'actualisation du schéma décennal de

développement du réseau ou au refus de réaliser un investissement prévu dans ce schéma. En fonction de la gravité du manquement, le CoRDiS peut prononcer une sanction pécuniaire dont le montant ne peut excéder 8% du chiffre d'affaires hors taxe du dernier exercice clos, porté à 10% en cas de nouvelle violation de la même obligation. Enfin, conformément à l'article L. 134-30 du code de l'énergie, en cas de manquements persistants de la part du GRT aux règles d'indépendance, la CRE peut, après mise en demeure restée sans effet, confier tout ou partie des tâches assurées par le GRT à une société tierce répondant aux règles de la séparation patrimoniale.

Aucune sanction liée à des questions d'indépendance n'a été prononcée par le régulateur en 2013.

### **3.1.1.2 La dissociation des gestionnaires de réseaux de distribution**

Le principe de séparation juridique entre les activités de gestion du réseau de distribution et celles de production ou de fourniture de gaz est transposé en droit français aux articles L. 111-57 et suivants du code de l'énergie.

Cette obligation de séparation juridique s'impose à GRDF, Régaz-Bordeaux et Réseau GDS (soit tous les GRD desservant plus de 100 000 clients). Les activités de distribution de GDF SUEZ ont été filialisées le 1<sup>er</sup> janvier 2008 avec la création de GRDF. Les sociétés Régaz-Bordeaux et Réseau GDS ont choisi de filialiser leurs activités de fourniture de gaz naturel (respectivement Gaz de Bordeaux et Enerest) pour se mettre en conformité avec l'obligation de séparation juridique. Depuis le 1<sup>er</sup> avril 2012, Réseau GDS n'a plus d'activité de fourniture en raison de la cession de sa filiale Enerest au groupe Electricité de Strasbourg.

L'indépendance des GRD s'appuie sur un principe de séparation juridique ou à défaut sur un principe de séparation comptable. GDF SUEZ et les ELD bénéficiant d'un tarif d'acheminement spécifique proposent les périmètres comptables et les principes déterminant les relations financières entre les différentes activités pour mettre en œuvre la séparation comptable prévue à l'article L.111-88 du code de l'énergie. Ces périmètres et principes sont approuvés par la CRE après consultation de l'Autorité de la Concurrence. La mission de la CRE est de veiller à ce qu'ils ne permettent aucune discrimination, subvention croisée ou distorsion de concurrence. Afin de pouvoir établir un tarif spécifique d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel pour l'ELD Sorégies, la CRE a saisi le 12 décembre 2013 l'Autorité de la concurrence pour avis sur les principes de dissociation comptable proposés par l'ELD. Par courrier en date du 12 mars 2014, le rapporteur général de l'Autorité de la concurrence a adressé son avis à la CRE sur ces principes de dissociation comptable. Dans une délibération du 22 mai 2014, la CRE a approuvé les principes de dissociation comptable de Sorégies.

### **3.1.1.3 Le suivi du respect des codes de bonne conduite des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution**

En application de l'article L. 134-15 du code de l'énergie, la CRE a publié la huitième 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 en septembre 2013. Elle en publiera au 3<sup>ème</sup> trimestre 2014 la neuvième édition, qui portera sur l'année 2013 et le début de l'année 2014.

Dans le secteur du gaz, l'obligation d'élaborer un code de bonne conduite et de suivre sa mise en œuvre concernait les deux GRT (GRTgaz et TIGF) jusqu'à la nouvelle certification de TIGF en modèle OU, ainsi que les GRD desservant plus de 100 000 clients (GRDF, Réseau GDS et Régaz-Bordeaux).

Ces codes de bonne conduite réunissent les mesures d'organisation interne prises par les gestionnaires de réseau pour prévenir les risques de pratique discriminatoire en matière d'accès des tiers au réseau. Ces mesures déclinent les principes de non-discrimination,

d'objectivité, de transparence et de confidentialité des informations commercialement sensibles dont le respect par les gestionnaires de réseaux constitue une garantie d'impartialité nécessaire à l'effectivité d'une concurrence au service des consommateurs finals. En outre, les codes de bonne conduite des GRD concernés et les rapports de mise en œuvre établis par les responsables de conformité incluent désormais une partie sur l'indépendance du gestionnaire de réseau vis-à-vis de la maison mère, conformément à la demande de la CRE. Pour les GRT, le suivi de l'indépendance est effectué dans le cadre du suivi de la certification.

Concernant GRTgaz et TIGF, la CRE relève des évolutions positives sur l'année 2013 et le début de l'année 2014. Fin 2013, les systèmes d'information de TIGF étaient complètement séparés de ceux de Total. Concernant GRTgaz, la séparation des systèmes d'information d'avec ceux de l'EVI est en cours et sera achevée fin 2014. La CRE a également pu constater que GRTgaz a suivi la plupart des demandes formulées par la CRE dans son rapport de l'année précédente, concernant par exemple la mise en œuvre d'une convention de communication avec la maison-mère. Concernant TIGF, la CRE avait considéré, dans sa délibération du 26 janvier 2012, que sa communication était totalement indépendante de celle de Total.

Concernant les GRD, la CRE observe dans son rapport publié en septembre 2013 que la mise en œuvre des codes de bonne conduite a globalement progressé. Tous les GRD ont renforcé leurs actions de formation, de sensibilisation et d'évaluation du personnel au respect des principes des codes de bonne conduite. Ces actions ont aussi porté sur les prestataires externes des GRD.

Par ailleurs, la CRE observe dans son rapport que les GRD ont poursuivi en 2012 et début 2013 la consolidation de leur indépendance. Des efforts de communication ont notamment été entrepris pour mieux expliquer leurs missions au grand public et pour accroître leur notoriété auprès des consommateurs. La rédaction des documents diffusés à l'occasion de la relève des compteurs a ainsi été revue par GRDF comme par Régaz-Bordeaux et Réseau GDS afin d'expliquer que ce sont les gestionnaires de réseaux qui ont pour mission le relevé des index de consommation, ensuite transmis au fournisseur de gaz naturel choisi par le consommateur, en vue de la facturation. La CRE estime que l'ensemble des supports de communication des GRD visant les clients du marché de détail gagnerait à incorporer des améliorations similaires.

Dans ce rapport publié en septembre 2013, la CRE a demandé à GRDF d'étudier à chaque campagne de communication de portée nationale la possibilité de profiter de cette occasion pour annoncer le changement de dénomination sociale du distributeur, rappelant que la proximité résiduelle entre la dénomination sociale de GRDF et celle de GDF SUEZ peut entretenir une certaine confusion.

En décembre 2013, la CRE a constaté que GRDF a modifié ses statuts, afin de prendre en compte ses demandes en matière d'indépendance portant sur :

- la rémunération variable du directeur général, désormais fixée selon des critères objectifs liés à la seule performance de GRDF ;
- l'alignement de la durée du mandat du directeur général, portée à 4 ans, sur celle des administrateurs de GRDF ;
- l'intégration des recommandations de la Commission européenne et des dispositions de l'article L. 111-66 du code de l'énergie concernant l'interdiction faite aux responsables du GRD d'exercer des responsabilités dans la gestion des activités de production ou de fourniture de gaz naturel ;
- l'autorisation donnée au responsable de la conformité d'accéder à toutes les réunions utiles à l'accomplissement de ses missions, y compris celles du conseil d'administration et de ses comités spécialisés.

En complément et conformément à la demande de la CRE, GRDF a confirmé en mars 2014 à la CRE l'ajout de la mention « GAZ RESEAU DISTRIBUTION France » sur la façade avant des compteurs évolués Gazpar.

En outre, la CRE a souligné dans son rapport les progrès réalisés en ce qui concerne la séparation des locaux. La CRE a pu constater que la séparation physique des locaux de Réseau GDS est désormais effective depuis avril 2013 et que le regroupement de l'ensemble des salariés de Régaz-Bordeaux sur un site dédié au GRD est en cours. Enfin, la proportion de locaux encore partagés par GRDF avec des entités non régulées est en diminution est passé de 6 % en 2012 à 5,6 % en 2013.

Toutefois, la CRE a considéré que la consolidation de l'indépendance des GRD doit se poursuivre.

Enfin, la CRE a analysé les freins à l'ouverture du marché de gaz naturel sur le territoire de desserte des entreprises locales de distribution où le développement de la concurrence est quasiment nul sur le segment résidentiel et très faible sur le segment non résidentiel. L'analyse approfondie réalisée chez Régaz-Bordeaux et Réseau GDS n'a pas révélé de pratique discriminatoire de la part de ces GRD. Toutefois, une plus grande convergence des différents systèmes d'information et des différents modèles contractuels utilisés ainsi qu'une meilleure information des fournisseurs sur leurs évolutions semblent nécessaires pour développer la concurrence entre fournisseurs sur ces territoires. Dans cette perspective, les instances de concertation placées sous l'égide de la CRE sont en cours d'évolution afin de traiter ces sujets.

### **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, en 2009, en 2011, en 2013 et en 2014, précédées chacune d'une consultation publique.

La CRE a ainsi 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 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 [...]. »

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 définit 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 ») au 1<sup>er</sup> juillet 2015.

### **3.1.2.2 La qualité de service**

Les derniers tarifs de transport (dits « tarifs ATRT5 ») et de distribution (dits « tarifs ATRD4 ») de gaz naturel ont reconduit le cadre de régulation existant qui incite les GRT et les GRD à maîtriser leurs charges d'exploitation, les coûts de leurs investissements et leur qualité de service. La régulation incitative de la qualité de service est basée sur le suivi d'indicateurs transmis régulièrement par les gestionnaires de réseaux à la CRE. Certains de ces indicateurs, jugés particulièrement importants pour le bon fonctionnement du marché, sont incités financièrement (par des bonus et des pénalités en fonction de l'atteinte d'objectifs fixés par la CRE).

Ce dispositif est adapté chaque année par la CRE en fonction des performances atteintes par les opérateurs et des attentes du marché.

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 cinquième édition de ce rapport, portant sur la période allant du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre 2013, est publiée à l'été 2014.

#### **A. EVOLUTION DE LA QUALITE DE SERVICE DES RESEAUX DE TRANSPORT**

Quatre indicateurs relatifs à la qualité de service des transporteurs font l'objet d'incitations financières. Les tendances constatées en 2013 dans le cadre du suivi de ces indicateurs sont positives :

- La disponibilité des portails expéditeurs est très satisfaisante (99,92% de disponibilité moyenne en 2013 pour GRTgaz, 99,9% pour TIGF). Elle intègre dorénavant la disponibilité des sites publics Smart GRTgaz et Datagas (TIGF), dont la consultation s'accroît fortement, signe de l'intérêt du marché pour ces informations.
- La qualité des mesures provisoires des quantités de gaz livrées aux points d'interface transport-distribution (PITD) transmises aux GRD pour le calcul des allocations de gaz provisoires est en progrès sur le périmètre de GRTgaz. La performance de TIGF est stable, passant de 12 jours à 11 jours non conformes. Huit de ces onze jours de non-conformités ont été provoqués par un problème de comptage au PITD de Toulouse.
- L'indicateur de suivi de qualité des mesures de la consommation journalière des industriels raccordés aux réseaux de transport et transmises aux expéditeurs le lendemain est renforcé. GRTgaz dépasse son objectif de base pour 2013, en maintenant la proportion de comptage conforme au-dessus de 97%. En revanche, les résultats de TIGF sont mitigés, en raison de nombreux problèmes de transmission de données, causés par la campagne de généralisation de la télérelève infra-journalière menée en 2012 et 2013.
- L'indicateur de qualité des données télérelevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport et transmises aux expéditeurs en cours de journée, suivi depuis 2012 pour le périmètre de TIGF, est incité financièrement depuis le 1<sup>er</sup> avril 2013. Les performances au cours du premier trimestre 2013 ont été très insatisfaisantes, avec un pic à près de 60% de comptages non conformes en mars. Cet indicateur a fait l'objet d'une refonte pour le périmètre de GRTgaz dans l'ATRT5 : dorénavant, les données de mauvaise qualité entraînent une pénalité alors que les données de bonne qualité sont rétribuées au moyen d'un bonus. Cette nouvelle méthode rend difficile la comparaison des résultats entre 2012 et 2013.

En 2013, ces indicateurs ont généré des bonus de 909 k€ (1,2 M€ en 2012) pour GRTgaz et 47 k€ (365 k€ en 2012) pour TIGF. Ces résultats s'expliquent par l'évolution de la régulation incitative mise en place par l'ATRT5 depuis le 1<sup>er</sup> avril 2013 : les objectifs ont été renforcés pour les deux GRT, la publication des données en cours de journée a fait l'objet d'une incitation pour TIGF et les montants des bonus et pénalités ont été divisés par deux pour les quatre indicateurs incités.

Les autres indicateurs, qui ne font pas l'objet d'incitations financières, concernent la qualité des données transmises aux GRD, la qualité des relations avec les expéditeurs (délai de prise en compte des demandes de souscriptions de capacités...), la performance environnementale et la qualité des prévisions de consommation. Le suivi de ces indicateurs pour 2013 montre des résultats satisfaisants pour les deux GRT. La mise à jour tarifaire de l'ATRT5 prévoit qu'à compter du 1<sup>er</sup> avril 2014, la qualité des prévisions de consommation fera l'objet d'une incitation financière pour les deux GRT.

## **B. EVOLUTION DE LA QUALITE DE SERVICE DE GRDF ET DES ELD**

Les quatrièmes tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel (ATRD4), entrés en vigueur pour GRDF et pour les ELD respectivement le 1<sup>er</sup> juillet 2012 et le 1<sup>er</sup> juillet 2013, ont reconduit en le faisant évoluer le mécanisme de régulation incitative de la qualité de service introduit dans les tarifs précédents (ATRD3). Les ajustements introduits visent à la fois à une simplification du mécanisme et à une extension des incitations financières à des indicateurs concernant la qualité du service rendu aux consommateurs finals.

Dix-sept des vingt-cinq indicateurs actuellement suivis par GRDF sont incités financièrement. Ils concernent principalement les cinq domaines suivants :

- les interventions auprès des clients finals ;
- les relations entre les GRD et les clients finals ;
- la facturation des fournisseurs ;
- les relations entre les GRD et les fournisseurs ;
- les données échangées avec les GRT.

GRDF a atteint des niveaux de qualité très satisfaisants pour de nombreux indicateurs importants pour le bon fonctionnement du marché, générant un bonus total de 202 k€ sur l'année 2013. La diminution du niveau de bonus perçu par l'opérateur en 2013 par rapport au niveau de 2012 (1323 k€) s'explique par l'évolution de la régulation incitative au 1<sup>er</sup> juillet 2013. Celle-ci s'est traduite par une baisse des incitations financières là où les objectifs de qualité étaient atteints et par un renforcement des objectifs là où des progrès restaient nécessaires. Cette évolution vise à accentuer les courbes d'amélioration de l'opérateur. Par ailleurs, GRDF présente encore des marges de progression en ce qui concerne les interventions auprès des clients finals (mises en service, mises hors service, etc.). La CRE a donc renforcé le dispositif sur cet aspect à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2013.

Les ELD suivent quant à elles entre un (pour les plus petits opérateurs) et neuf indicateurs incités financièrement (pour Régaz-Bordeaux et Réseau GDS). Le montant total de bonus perçu par l'ensemble des ELD en 2013 s'élève à 23 k€, en diminution par rapport au bonus perçu en 2012 (39 k€). Cette diminution s'explique, comme pour GRDF, par l'évolution de la régulation incitative au 1<sup>er</sup> juillet 2013 à l'occasion de la mise en œuvre du tarif ATRD4 des ELD.

### 3.1.2.3 Les tarifs d'accès aux réseaux

#### A. PROCEDURE DE FIXATION DES TARIFS

Le code de l'énergie prévoit en son article L.452-3 que la CRE délibère sur les évolutions en niveau et en structure des tarifs d'utilisation des infrastructures gazières régulées. Ces délibérations motivées sont transmises aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie qui peuvent alors, dans un délai de deux mois et s'ils estiment que la délibération de la CRE n'a pas tenu compte des orientations de politique énergétique indiquées, demander une nouvelle délibération.

#### B. LES TARIFS D'ACCES AUX RESEAUX DE TRANSPORT

Les tarifs de transport de gaz en vigueur (ATRT5) ont été fixés par la CRE dans sa délibération du 13 décembre 2012. Ces tarifs sont appliqués depuis le 1<sup>er</sup> avril 2013 pour une période d'environ quatre ans.

Pour établir ces nouveaux tarifs, la CRE a tenu compte des obligations d'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport liées à la mise en œuvre du modèle ITO, du modèle-cible (*Gas Target Model*) développé par les régulateurs européens ainsi que des dispositions du futur code de réseau sur les mécanismes d'attribution des capacités (ci-après code réseau CAM) et des lignes directrices relatives aux procédures de gestion de la congestion (ci-après annexe CMP) qui s'imposeront aux GRT.

La CRE a également mené des analyses approfondies des charges prévisionnelles présentées par GRTgaz et TIGF et s'est appuyée sur des études de cabinets externes pour procéder à l'analyse comparative des mécanismes de régulation incitative, à l'étude sur le coût moyen pondéré du capital des infrastructures électriques et gazières, à l'audit des charges d'exploitation des GRT ou encore à l'audit des systèmes d'information de GRTgaz.

La CRE a associé l'ensemble des acteurs du marché à la préparation des tarifs ATRT5. A plusieurs reprises, elle a auditionné GRTgaz et TIGF ainsi que leurs actionnaires qui en avaient formulé la demande. En complément des travaux menés en Concertation Gaz, elle a également organisé deux ateliers et une table ronde sur l'évolution des places de marché, a tenu une table ronde sur les niveaux et les grilles tarifaires des GRT et a conduit cinq consultations publiques.

En ce qui concerne la structure tarifaire, les tarifs ATRT5 apportent des changements importants, notamment sur l'organisation des places de marché du gaz en France (Points d'échange de gaz ou PEG). D'une part, les périmètres d'équilibrage et des PEG H et B au sein de la zone Nord de GRTgaz ont fusionné au 1<sup>er</sup> avril 2013. D'autre part, un PEG commun GRTgaz Sud et TIGF sera créé au 1<sup>er</sup> avril 2015, le maintien d'une zone d'équilibrage distincte pour chacun des GRT restant possible.

La CRE a retenu un cadre de régulation incitant les GRT à améliorer leur efficacité sur une période de quatre ans, tant du point de vue de la maîtrise de leurs coûts que de la qualité du service rendu aux utilisateurs.

#### • LA REGULATION INCITATIVE DES CHARGES D'EXPLOITATION

La CRE a défini une trajectoire d'évolution annuelle des charges pour chaque GRT sur la période 2013-2016. A partir du niveau retenu pour 2013, cette trajectoire est basée sur l'inflation et un coefficient d'évolution annuel qui intègre un objectif de productivité.

Les gains de productivité supplémentaires qui pourraient être réalisés par chaque GRT seront conservés intégralement par eux. De façon symétrique, les surcoûts éventuels seront intégralement supportés par les opérateurs. La CRE souhaite ainsi renforcer l'incitation pour les opérateurs à maîtriser leurs coûts.

La CRE a également introduit 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 TIGF sur les années 2015 et 2016.

- **LA REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE DE SERVICE**

Le mécanisme de régulation incitative de la qualité de service a pour objectif d'améliorer la qualité du service rendu aux utilisateurs des réseaux de transport dans les domaines jugés particulièrement importants pour le bon fonctionnement du marché.

Dans le cadre de l'ATRT5, des évolutions ont été décidées par la CRE afin, non seulement, de tenir compte des progrès réalisés par les GRT lors de la période tarifaire précédente et de conserver un caractère incitatif, mais aussi de compléter le dispositif, notamment en ce qui concerne l'équilibrage.

- **LA REGULATION INCITATIVE DES INVESTISSEMENTS**

Compte tenu de l'environnement financier et des risques supportés par les GRT dans le nouveau cadre de régulation, la CRE a fixé le taux de rémunération des actifs retenu dans le tarif à 6,5 % réel, avant impôt.

Une incitation à la maîtrise des coûts des programmes d'investissement est également introduite dans l'ATRT5. Elle comprend, d'une part, une incitation à la réalisation des investissements nécessaires pour améliorer le fonctionnement du marché français et son intégration au sein du marché européen (prime de rémunération de 3% pendant 10 ans) et, d'autre part, une incitation à la maîtrise des coûts des projets d'investissement (système de bonus/malus en fonction des écarts entre coût prévisionnel et coût réel des projets).

Ces tarifs sont en hausse modérée dans un contexte marqué par la poursuite d'investissements soutenus et la mise en œuvre de la législation européenne :

- pour GRTgaz, une augmentation de 8,3% en 2013 puis une hausse, en euros courants, de 3,9% au 1<sup>er</sup> avril 2014 (une hausse moyenne de 3,8%<sup>36</sup> par an était anticipée sur la durée de l'ATRT5) ;
- pour TIGF, une augmentation de 8,1% en 2013 puis une hausse, en euros courants, de 7,7% au 1<sup>er</sup> avril 2014 (une hausse moyenne de 3,6% par an était anticipée sur la durée de l'ATRT5).

### **C. LES TARIFS D'ACCES AU RESEAU DE DISTRIBUTION**

Les tarifs actuels d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel ont été fixés en deux temps. Ces tarifs sont entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2012 pour GRDF, en application de la décision tarifaire de la CRE du 28 février 2012, et le 1<sup>er</sup> juillet 2013 pour les ELD, en application de la décision tarifaire de la CRE du 25 avril 2013.

Par ailleurs, suite à la demande de Sorégies de bénéficier d'un tarif spécifique, la CRE a défini, après validation des principes de dissociation comptable de l'opérateur, un tarif spécifique pour cet opérateur. Ce nouveau tarif est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> juillet 2014 en application de la décision tarifaire du 22 mai 2014. Sorégies bénéficiait jusqu'au 30 juin 2014 du tarif commun aux ELD ne présentant pas de comptes dissociés.

Ces nouveaux tarifs ont reconduit, en le faisant évoluer, le cadre de régulation précédent incitant les opérateurs à améliorer leur efficacité, tant du point de vue de la maîtrise de leurs coûts, que de la qualité du service rendu aux utilisateurs de leurs réseaux.

---

<sup>36</sup> Cette valeur intègre une hypothèse d'inflation de 2% par an.

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

$$Z = IPC - X + k$$

L'indice IPC correspond à la variation annuelle de l'indice des prix à la consommation hors tabac.

Le facteur X est le pourcentage d'évolution annuel de la grille tarifaire prenant en compte notamment un objectif de productivité relatif à la maîtrise des charges d'exploitation.

Le facteur k correspond à l'évolution de la grille tarifaire, exprimée en pourcentage, résultant de l'apurement du solde du CRCP. Le facteur k est compris entre - 2 % et + 2 %.

Le tarif d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF a évolué de + 4,07 % au 1<sup>er</sup> juillet 2013 en application de la formule décrite plus haut. Compte tenu de la variation annuelle de l'indice IPC (+ 0,74 % en 2013), de la valeur du facteur X (fixé à - 0,2 % pour l'ensemble de la période tarifaire) et de celle du facteur k (+ 2,0 %), et en application de la formule d'évolution annuelle, la grille tarifaire de GRDF a augmenté de 2,94 % au 1<sup>er</sup> juillet 2014.

La première évolution automatique des grilles tarifaires des ELD est intervenue le 1<sup>er</sup> juillet 2014. Les grilles tarifaires de ces opérateurs ont évolué à cette date suivant des pourcentages compris entre - 1,63 % (Régaz-Bordeaux) et + 1,60 % (Caléo).

La première évolution automatique de la grille tarifaire de Sorégies interviendra, quant à elle, le 1<sup>er</sup> juillet 2015.

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel de GRDF et des ELD, autres que ceux concédés en application de l'article L.432-6 du code de l'énergie, sont péréqués à l'intérieur de la zone de desserte de chaque GRD : la grille tarifaire applicable est identique pour tous les consommateurs reliés aux réseaux de distribution d'un même GRD.

#### **D. LES TARIFS D'ACCÈS AUX TERMINAUX METHANIERES**

Les actuels tarifs d'accès aux terminaux méthaniers régulés (ATTM4) sont entrés en vigueur au 1<sup>er</sup> avril 2013. Ils ont été définis dans un contexte de baisse significative de l'utilisation des terminaux méthaniers français. Si la diminution des émissions d'un terminal n'a pas de conséquences sur le revenu des opérateurs, grâce à la clause d'obligation de paiement des capacités souscrites, qu'elles soient utilisées ou non (*ship or pay*), la baisse des souscriptions explique en partie la hausse des tarifs fixés par la CRE.

L'ATTM4 fixe des grilles tarifaires pour quatre ans en hausse de 4 % pour le terminal de Montoir et de 12 % pour celui de Fos Cavaou. La grille tarifaire pour le terminal de Fos Tonkin, arrêtée pour deux ans, augmente de 10 %. Cette grille sera mise à jour à mi-période (au 1<sup>er</sup> avril 2015), pour tenir compte de la décision de pérennisation éventuelle du terminal de Fos Tonkin au-delà de 2020.

##### **3.1.2.4 Les tarifs d'accès aux installations de stockages**

L'article L. 421-5 du code de l'énergie pose le principe d'accès des tiers aux installations de stockage, dans la mesure où un accès efficace au réseau de transport l'exige pour des raisons techniques et économiques. En application de l'article L. 421-8, les modalités de l'accès aux capacités de stockage, et en particulier son prix, sont négociés dans des conditions transparentes et non-discriminatoires. Les ministres chargés de l'économie et de l'énergie peuvent demander aux opérateurs de stockage la communication des informations nécessaires à l'appréciation des niveaux des prix d'accès pratiqués dont notamment l'ensemble des éléments ayant permis d'élaborer les prix d'accès à ces stockages.

Les tarifs d'utilisation des stockages sont publiés sur les sites internet des deux opérateurs, Storengy et TIGF. Au 1<sup>er</sup> avril 2013, le tarif d'utilisation des stockages de TIGF a connu une augmentation moyenne de 1,9 % tandis que le tarif de Storengy a diminué en moyenne de 1,3%.

### **3.1.2.5 Les tarifs de raccordement au réseau**

Conformément à l'article L.134-2 du code de l'énergie, la CRE précise, dans le respect des dispositions législatives et réglementaires et par décision publiée au JORF, les règles concernant les conditions de raccordement aux réseaux de transport et de distribution de gaz naturel.

Par ailleurs, l'article L.453-1 du même code établit que les barèmes et les conditions techniques et commerciales de raccordement sont notifiés à la CRE accompagnés des éléments comptables et financiers pertinents. Ils entrent en vigueur dans un délai de trois mois à compter de leur notification, sauf opposition motivée de la CRE formulée avant l'expiration de ce même délai.

#### **A. RACCORDEMENT AU RESEAU DE TRANSPORT**

Les contrats de raccordement aux réseaux de transport de GRTgaz ou de TIGF sont conclus pour une durée de 10 ans, sauf exception. Ils définissent notamment les conditions dans lesquelles le transporteur assure la réalisation, l'exploitation et la maintenance des ouvrages de raccordement destinés à un client, les conditions de livraison du gaz naturel livré au client par le transporteur au point de livraison consommateur dans le cadre d'un contrat d'acheminement ainsi que les conditions de détermination des quantités de gaz naturel qui seront livrées au point de livraison consommateur du client éligible dans le cadre d'un contrat d'acheminement.

Les conditions des contrats de raccordement de GRTgaz et TIGF ont fait l'objet de discussions au sein de différents groupes de concertation auxquels la CRE participe. Sur la base de ces travaux, la CRE a mené une consultation publique du 20 février au 25 mars 2013 et a publié au JORF daté du 17 mai 2013 une délibération sur les procédures de raccordement des gestionnaires de réseaux de distribution, consommateurs industriels et installations de production de biométhane aux réseaux de transport de gaz.

Le contrat de GRTgaz est désormais scindé en deux contrats distincts, un contrat de raccordement et un contrat encadrant l'exploitation et la maintenance des ouvrages. TIGF continue de proposer un contrat unique pour le raccordement et la maintenance des ouvrages. La CRE a également demandé aux GRT d'établir des annexes au contrat de raccordement, précisant le périmètre et les caractéristiques des travaux de raccordement qui incombent à chacune des parties.

Le prix relatif à la mise à disposition des ouvrages de raccordement - branchement et poste(s) de livraison - correspond au coût de réalisation de ces ouvrages.

GRTgaz propose trois possibilités de paiement à ses clients :

- sous forme d'un paiement au comptant selon un échéancier convenu, étant entendu que la totalité du prix de la réalisation doit avoir été payée à la mise en service des ouvrages ;
- sur demande auprès de GRTgaz, sous forme de redevances annuelles égales à 10,2% du coût de réalisation des ouvrages, qui s'appliquent tant pour le branchement que pour le(s) poste(s) de livraison ; les redevances annuelles sont payables pendant toute la durée du contrat de raccordement ;
- sur demande auprès de GRTgaz, sous la forme dénommée « cost+fee » où les commandes principales sont facturées aux frais réels selon un échéancier convenu (travaux de pose, achats de tubes, postes de livraison, ...) et les autres éléments de

prix sont facturés au forfait (notamment l'ingénierie), étant entendu que la totalité du prix de la réalisation doit avoir été payée à la mise en gaz des ouvrages.

TIGF offre à ses clients la possibilité de régler les coûts de conception/réalisation du raccordement au comptant ou sous la forme de redevances semestrielles pouvant s'étaler sur 10 ans.

L'exploitation et la maintenance du branchement sont rémunérées par une redevance forfaitaire annuelle dont le montant est égal à 2 % du coût de réalisation dudit branchement dans le cas de GRTgaz. Pour TIGF, le montant de la redevance annuelle forfaitaire est fixé aux conditions particulières du contrat de raccordement.

L'exploitation et la maintenance courante du(es) poste(s) de livraison sont rémunérées dans le cadre des contrats d'acheminement dans le cas de GRTgaz. Elles ne sont donc pas payées directement à GRTgaz par le client. Les opérations de Réparation, Renouvellement et Remplacement des équipements des postes de livraison (dites opérations 3R) sont rémunérées par une redevance forfaitaire annuelle dont le montant est égal à 5,5 % du coût de réalisation du poste de livraison concerné.

TIGF facture quant à lui directement au client une redevance pour l'exploitation et l'entretien du poste de livraison. Le montant de cette redevance annuelle forfaitaire est fixé aux conditions particulières du contrat de raccordement.

Le groupe de concertation « raccordement » travaille à l'élaboration d'une nouvelle version du contrat de raccordement de GRTgaz, ainsi que l'établissement de forfaits pour les différents postes de coûts du raccordement (études, poste de livraison, branchement et options).

## **B. RACCORDEMENT AU RESEAU DE DISTRIBUTION**

Les conditions et barèmes de raccordement sont définis dans les catalogues de prestation des GRD.

Dans le cas de GrDF, cette prestation est réalisée à la demande d'un client ou par un fournisseur pour le compte d'un client.

Le raccordement est constitué par un branchement et, le cas échéant, une extension. Le branchement désigne l'ouvrage assurant la liaison entre la canalisation de distribution publique existante (ou l'extension envisagée de cette dernière) et la bride amont du poste (ou l'organe de coupure générale situé en limite de propriété). L'extension désigne la portion supplémentaire de canalisation de distribution publique à construire depuis sa localisation actuelle jusqu'au branchement envisagé. Les barèmes appliqués dépendent du débit maximum du compteur et de la nécessité d'établir le branchement seul ou bien de procéder à une extension.

Le raccordement est proposé sous réserve d'obtention des autorisations administratives. Sa conception et son exploitation répondent aux prescriptions techniques de GrDF prévues par le code de l'Energie et le décret du 15 juin 2004<sup>37</sup>. Il est soumis à la signature d'un Contrat de Raccordement avec GrDF ou à l'acceptation d'un devis.

### **3.1.3 Les échanges transfrontaliers de gaz**

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.

---

<sup>37</sup> Décret n°2004-555 du 15 juin 2004 relatif aux prescriptions techniques applicables aux canalisations et raccordements des installations de transport, de distribution et de stockage de gaz.

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 règlement (UE) n°984/2013 de la Commission ont été mises en œuvre de façon anticipée à compter d'avril 2013, avec comme objectif d'assurer une pleine conformité au règlement au 1er novembre 2015.

### **3.1.3.1 Les règles d'allocation de la capacité de transport**

La mise en œuvre des enchères de produits groupés, telle que prévue dans le code de réseau CAM, a été rendue possible par la création de la plateforme commune de réservation de capacités PRISMA. En effet, 16 GRT européens dont GRTgaz se sont associés en 2012 pour permettre le lancement de cette plateforme d'envergure européenne au 1er janvier 2013. Les fonctionnalités de la plateforme ont été peu à peu développées pour permettre une commercialisation des capacités en conformité avec l'ensemble des dispositions du code de réseau. Au 1er janvier 2014, TIGF a rejoint l'actionnariat de PRISMA en vue de la mise en place des enchères aux interconnexions avec l'Espagne.

Les discussions avec les transporteurs et régulateurs adjacents ont permis de définir le calendrier et les modalités de mise en œuvre du code de réseau CAM aux interconnexions via la plateforme PRISMA. Le résultat de ces travaux a été retranscrit dans la délibération de la CRE du 29 mars 2013, conduisant à la vente aux enchères des capacités mensuelles groupées à Obergailbach et des capacités journalières groupées à Obergailbach et Taisnières H dès avril 2013. Une seconde délibération de la CRE prise le 13 février 2014 a acté le déploiement des enchères de produits groupées à des produits de maturité plus longues et à de nouveaux points d'interconnexion.

Les modalités d'allocation des capacités sont présentées ci-dessous.

#### **A. DUNKERQUE**

Au point d'interconnexion de Dunkerque, point d'entrée du gaz norvégien sur le réseau français, 80% de la capacité ferme et 80% de la capacité interruptible annuelle peuvent être alloués à un horizon de temps supérieur à un an.

Les capacités pluriannuelles sont proposées lors de deux ventes par guichet (Open Subscription Period ou OSP), organisées l'une en septembre de l'année Y-1 et l'autre en février de l'année Y.

Les capacités restées invendues au terme de l'OSP long-terme viennent s'ajouter au 20% de capacités réservées aux souscriptions court-terme et sont allouées sous la forme de réservations annuelles dans le cadre d'une vente par guichet.

Les capacités annuelles restées invendues au terme de cette OSP court-terme sont attribuées suivant la règle du premier arrivé, premier servi jusqu'au dernier jour du mois M-2. Une OSP est ensuite organisée en M-2 pour attribuer les capacités mensuelles. En cas d'invendus, ces capacités sont attribuées selon une règle de premier arrivé jusqu'au 15ème jour du mois M-1.

Les capacités journalières sont attribuées suivant le principe du premier arrivé-premier servi à partir du 20ème jour civil de M-1 et jusqu'à 13h en J-1. Enfin, GRTgaz commercialise aux enchères chaque jour (entre 14h et 15h pour le lendemain) les capacités fermes quotidiennes restant disponibles.

S'agissant d'un point d'interconnexion avec un pays tiers, l'application du code de réseau CAM n'est pas obligatoire. A ce stade, la CRE a demandé à GRTgaz dans sa délibération du 13 février 2014 d'étudier les modalités et risques associés à la mise en œuvre du code CAM à l'horizon 2015.

## **B. TAISNIERES H ET B**

Aux points d'interconnexion de Taisnières H et B avec la Belgique, 80% de la capacité ferme et 80% de la capacité interruptible annuelle peuvent être alloués à un horizon de temps supérieur à un an.

Les capacités pluriannuelles sont proposées lors de deux ventes par guichet (Open Subscription Period ou OSP), organisées l'une en septembre de l'année Y-1 et l'autre en février de l'année Y.

Les capacités restées invendues au terme de l'OSP long-terme viennent s'ajouter au 20% de capacités réservées aux souscriptions court-terme. A Taisnières B, elles sont allouées sous la forme de réservations annuelles dans le cadre d'une vente par guichet et à Taisnières H elles sont allouées aux enchères sous la forme de produits trimestriels depuis juin 2014 (produit annuel alloué par OSP auparavant).

Les capacités annuelles/trimestrielles restées invendues sont allouées aux enchères sous la forme de produits mensuels depuis avril 2014 (par OSP auparavant).

En cas d'invendus, ces capacités sont commercialisées aux enchères sous la forme de produits journaliers à Taisnières H depuis avril 2013 et à Taisnières B depuis avril 2014.

## **C. OBERGAILBACH**

Au point d'interconnexion d'Obergailbach avec l'Allemagne, tous les produits de capacités prévus par le code CAM, à l'exception des produits infra-journaliers, sont désormais commercialisés aux enchères sous forme groupée.

Une quote-part de 10 % de la capacité ferme annuelle commercialisable est réservée pour des ventes aux enchères de capacités trimestrielles. Une quote-part supplémentaire de 10 % de la capacité ferme annuelle commercialisable est réservée aux enchères de capacités annuelles pour les cinq premières années.

Les enchères de produits mensuels et journaliers sont en place depuis avril 2013. En mars 2014 ont été organisées les premières enchères de produits annuels proposés sur un horizon de 15 ans (allocations par OSP auparavant). Enfin, les premières enchères de produits trimestriels pour l'année à venir ont eu lieu en juin 2014 (par OSP auparavant).

Des discussions sont également en cours entre les transporteurs et régulateurs français et allemands concernant la définition des niveaux de capacité ferme au point d'interconnexion Medelsheim/Obergailbach. En effet, les GRT allemand ont décidé unilatéralement de transférer de la capacité ferme depuis Medelsheim vers d'autres points de leur réseau, ce qui a conduit à créer un écart d'environ 50GWh/j entre les capacités fermes en sortie d'Allemagne et en entrée en France. Pour permettre une plus grande cohérence dans l'offre de capacité et faciliter le groupement, les parties allemandes et françaises travaillent à la mise en place d'une procédure de coopération avec des échanges réguliers sur les niveaux de capacités.

## **D. OLTINGUE**

Le point d'interconnexion d'Oltingue avec la Suisse ne rentre pas dans le champ d'application obligatoire du code CAM car il s'agit d'une interconnexion avec un pays tiers. Par sa délibération du 13 février 2014, la CRE a validé la proposition de GRTgaz d'appliquer les

enchères sur ce point et lui a demandé de poursuivre les discussions avec l'opérateur adjacent Fluxswiss pour permettre la mise en place du groupement de capacités.

Une quote-part de 10 % de la capacité ferme annuelle commercialisable est réservée pour des ventes aux enchères de capacités trimestrielles. Une quote-part supplémentaire de 10 % de la capacité ferme annuelle commercialisable est réservée aux enchères de capacités annuelles pour les cinq premières années.

En mars 2014 ont été organisées les premières enchères de produits annuels proposés sur un horizon de 15 ans, de produits mensuels et de produits journaliers (alloués par OSP auparavant). Enfin, les premières enchères de produits trimestriels pour l'année à venir ont eu lieu en juin 2014 (par OSP auparavant).

#### **E. INTERCONNEXIONS AVEC L'ESPAGNE**

Les réseaux de transport de gaz français et espagnol sont reliés par deux points d'interconnexion physiques bidirectionnels, Larrau et Biriadou. TIGF a rejoint l'actionnariat de PRISMA au 1er janvier 2014 et le transporteur espagnol Enagas a souscrit un contrat pilote avec la plateforme, ce qui a permis de déployer les enchères aux interconnexions franco-espagnoles en 2014.

Conformément aux dispositions du code CAM, les points physiques de Larrau et Biriadou ont été rassemblés en un point virtuel d'interconnexion, le VIP PIRINEOS.

Une quote-part de 10 % de la capacité ferme annuelle commercialisable est réservée pour des ventes aux enchères de capacités trimestrielles. Une quote-part supplémentaire de 10 % de la capacité ferme annuelle commercialisable est réservée aux enchères de capacités annuelles pour les cinq premières années.

En mars 2014 ont été organisées les premières enchères de produits annuels proposés sur un horizon de 15 ans. Les premières enchères de produits trimestriels pour l'année à venir ont eu lieu en juin 2014. Les enchères de produits mensuels débiteront en septembre 2014. Ces capacités étaient allouées par OSP auparavant.

Enagas n'étant pas en mesure de procéder aux enchères de produits journaliers en 2014, TIGF commercialisera aux enchères les produits journaliers sous forme non groupée à compter de septembre 2014 (fin du système de premier arrivé, premier servi).

#### **3.1.3.2 Les règles de gestion des congestions**

Sur la base des échanges avec les transporteurs et régulateurs adjacents et des résultats de sa consultation publique, la CRE a publié le 27 juin 2013 une délibération introduisant au 1<sup>er</sup> octobre 2013 les mécanismes de gestion de la congestion prévus dans l'annexe I au Règlement (CE) n°715/2009. Les discussions se poursuivent au niveau de chaque point frontière afin d'assurer une plus grande convergence des mécanismes en place et de favoriser leur efficacité, plus particulièrement pour les produits groupés.

Six mécanismes de gestion de la congestion sont en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> octobre 2013 sur les points d'interconnexion transfrontaliers des réseaux de GRTgaz et TIGF : le mécanisme des capacités restituables (Dunkerque), le mécanisme Use it and Buy-it (Dunkerque, Taisnières H et B, Obergailbach, Oltingue, PIRINEOS), le mécanisme UIOLI long terme (Dunkerque, Taisnières H et B, Obergailbach, Oltingue, PIRINEOS), la surréservation et le rachat de capacités (Taisnières H et Obergailbach), la restitution de capacités (à Dunkerque, Taisnières H et B, Obergailbach, PIRINEOS, Oltingue et Jura) et le marché secondaire de capacité, en place pour tous les points.

## **A. LES CAPACITES RESTITUABLES**

Concernant le point d'interconnexion de Dunkerque, le mécanisme de capacités restituables actuellement en vigueur prévoit que les expéditeurs qui disposent de plus de 20% de la capacité ferme technique annuelle ont l'obligation de restituer une partie de ces capacités à GRTgaz dès lors que des demandes exprimées par des expéditeurs tiers ne peuvent être servies.

## **B. LA RESTITUTION VOLONTAIRE DE CAPACITE**

Le mécanisme de restitution volontaire de capacité permet aux expéditeurs de rendre au GRT une partie ou la totalité des capacités qu'ils détiennent sans limite de volume ni de durée (à l'exception des produits de capacité d'une durée d'un jour ou moins). Ces produits sont réalloués sous la forme de produits trimestriels (jusqu'à quatre produits consécutifs) et mensuels, lors du processus standard de commercialisation des capacités. Toute capacité restituée qui n'a pas été réallouée doit être rendue au détenteur initial à l'issue de chaque période de commercialisation.

Lorsqu'un expéditeur a souscrit des capacités sous forme groupée auprès de deux gestionnaires de réseau adjacents, ces capacités doivent être restituées sous forme groupée et elles sont reproposés au marché en produits groupés.

En ce qui concerne la règle de priorité pour la réallocation des produits restitués, les capacités restituées en premier sont réallouées en premier.

Afin d'assurer la neutralité financière de ce mécanisme pour le GRT, le détenteur initial de la capacité reste redevable de tout différentiel positif entre le prix initial et le prix de revente.

## **C. LE MECANISME DE SURRESERVATION ET RACHAT**

Le champ d'application du mécanisme de surréservation et rachat a été défini sur la base des analyses de risques préparés par les GRT pour chaque point d'interconnexion, intégrant en particulier l'analyse de l'utilisation passée du point d'entrée-sortie tout en tenant compte des souscriptions de capacités. Concernant les interconnexions avec l'Espagne, il a été décidé de ne pas appliquer le mécanisme à ce stade en raison du peu de visibilité sur l'utilisation du point (conséquence des renforcements de capacités récents) mais aussi du niveau de congestion physique observé dans le sens France vers Espagne. Compte tenu de la complexité du mécanisme et des risques associés, il a également été décidé de ne pas l'appliquer aux interconnexions avec les pays tiers.

L'offre de capacité additionnelle porte sur des produits trimestriels, mensuels et quotidiens et représente environ 5% de la capacité ferme technique. Le volume de capacité additionnelle offert sur les produits trimestriels et mensuels peut être revu en cours d'année par la CRE sur demande motivée des GRT.

Dans le cas où l'ensemble des nominations des capacités fermes ne peuvent être satisfaites, le GRT ouvre une première phase de rachat reposant sur le volontariat des expéditeurs.

Dans l'attente de la mise en place d'une plateforme électronique de rachat en coordination avec les GRT adjacents, GRTgaz doit mettre en place une procédure simplifiée d'appel au marché. Si cette procédure volontaire d'appel au marché ne permet pas de réduire suffisamment les nominations, le GRT rachète à chaque expéditeur détenteur de capacité ferme sur le point concerné des capacités fermes au prorata des capacités fermes détenues, après interruption des capacités interruptibles des points concernés.

Afin de refléter un prix de marché tout en limitant les risques de dérive de coûts de rachat pour le GRT, la CRE estime que, pour la première phase d'appel au marché, le prix de rachat maximal doit être égal à la moyenne des prix d'adjudication des enchères trimestrielles, mensuelles et journalières pondérée des quantités souscrites lors de ces enchères, majorée

de 25%, pour le type de capacité (groupée ou non groupée). En cas de mise en œuvre de la règle par défaut, le prix de rachat sera égal au prix indiqué précédemment non majoré de 25%.

#### **D. LE MÉCANISME *USE IT OR BUY IT* (UBI)**

Ce mécanisme permet aux expéditeurs de demander des capacités supplémentaires au-delà de leurs souscriptions et de les acquérir à un prix égal à 1/500<sup>ème</sup> du prix de la souscription annuelle ferme.

Les capacités UBI comprennent les capacités restées invendues après la commercialisation des produits journaliers et les capacités souscrites mais non nominées. Celles-ci sont demandées la veille pour le lendemain. Les capacités pour le jour J sont donc demandées par le biais des nominations (au-delà des droits) à partir de 14h le jour J-1 jusqu' à 03h le jour J. Dans le cas où les capacités demandées dans le cadre de l'UIOLI ne peuvent être complètement servies, les capacités sont allouées au prorata des demandes reçues. Ces capacités sont interruptibles dans la mesure où les détenteurs initiaux de capacité conservent la possibilité de renominer à la hausse.

#### **E. LE MÉCANISME *USE IT OR LOSE IT* (UIOLI) LONG TERME**

Le mécanisme UIOLI long terme était en place avant l'entrée en vigueur de l'annexe CMP mais a fait l'objet d'adaptations au 1<sup>er</sup> octobre 2013.

Il est prévu que les GRT surveillent les cas de sous-utilisation systématique de la capacité par un expéditeur, c'est-à-dire quand l'utilisateur utilise annuellement en moyenne entre le 1<sup>er</sup> avril et le 30 septembre et entre le 1<sup>er</sup> octobre et le 31 mars, moins de 80% de sa capacité acquise par un contrat d'une durée effective de plus d'un an.

Dans le cas où d'autres utilisateurs demandent des capacités fermes sur ce même point sans que ces demandes n'aient pu être satisfaites dans le cadre des processus d'allocation usuels, le GRT informe la CRE et étudie la situation de congestion au point d'entrée-sortie concerné. Si l'expéditeur n'a pas pu fournir de justification appropriée, le retrait de la capacité est proposé par le GRT et décidé ensuite par la CRE.

La décision de retrait de produits groupés doit être coordonnée entre les GRT et les régulateurs des réseaux adjacents.

A ce jour, les conditions n'ont encore jamais été réunies pour la mise en œuvre de cette procédure. En octobre 2013, ce mécanisme a été légèrement adapté pour être en conformité avec l'annexe CMP.

#### **F. LE MARCHÉ SECONDAIRE DE CAPACITÉ**

Les expéditeurs ont la possibilité de procéder à des échanges de capacités, soit en cédant uniquement le droit d'usage de la capacité, soit en cédant l'ensemble de ses droits et obligations (cessions complètes).

La plateforme Capsquare jusqu'ici mise à disposition des expéditeurs présents sur le réseau de GRTgaz proposait une offre d'échange multilatéral et anonyme de capacités et une offre de notification, permettant l'enregistrement auprès de GRTgaz des capacités échangées de gré à gré. Cette offre a été transférée sur la plateforme secondaire de PRISMA au 1<sup>er</sup> avril 2014.

Dans le cas de TIGF, les transactions sont conclues sur une base bilatérale (de gré à gré). Elles sont notifiées séparément par les deux parties ayant signé un contrat de transport et validées par TIGF qui vérifie la cohérence entre cession et acquisition de capacités. TIGF et Enagas ont mis en place une procédure de notification spécifique pour les produits groupés depuis avril 2014. La CRE a demandé à TIGF de poursuivre ses travaux de coordination avec

Enagas pour que les échanges de capacités France-Espagne puissent également avoir lieu via PRISMA.

### **3.1.3.3 Les plans décennaux de développement des réseaux de transport**

Les GRT français publient un plan décennal de développement indicatif sur leur site internet depuis 2006 pour GRTgaz et depuis 2008 pour TIGF. L'article L. 431-6 du code de l'énergie, qui a rendu la publication de ces plans obligatoire pour les gestionnaires de réseaux de transport, prévoit que les plans sont soumis à l'examen de la CRE.

Les plans décennaux de GRTgaz et de TIGF décrivent les développements possibles sur leurs zones d'équilibrage respectives en tenant compte, pour les dix prochaines années, des prévisions de consommations d'une part, et des différents projets de développement des infrastructures adjacentes, qu'ils soient décidés ou simplement envisagés d'autre part. Les trois premières années présentées dans le plan décennal sont engageantes pour les gestionnaires de réseau.

La CRE a organisé une consultation publique du 7 au 25 novembre 2013 afin de recueillir l'avis des acteurs de marché sur les plans décennaux de GRTgaz et TIGF pour la période 2013-2022. Dans sa délibération du 13 décembre 2013, la CRE a considéré que les plans décennaux 2013-2022 reflétaient les besoins exprimés par les acteurs de marché et étaient globalement cohérents avec le plan décennal de l'ENTSOG, hormis quelques incohérences mineures portant sur des décalages de mise en service. La CRE a demandé aux transporteurs de veiller à transmettre à l'ENTSOG toute information utile pour la construction du plan décennal européen, notamment lors de la consultation publique organisée par l'ENTSOG.

### **3.1.4 La mise en conformité par rapport aux décisions de l'ACER**

A 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.

## **3.2 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. La part des fournisseurs alternatifs<sup>38</sup> dans les exportations reste stable par rapport à 2012.

Le tableau ci-dessous indique les importations, les exportations et la production par zones de gestionnaires de réseaux de transport mesurées au cours de l'année 2013.

---

<sup>38</sup> Les fournisseurs alternatifs sont les fournisseurs autres que les fournisseurs historiques (GDF Suez, TEGAZ et les ELD).

**TABLEAU 24: IMPORTATIONS, EXPORTATIONS, ET PRODUCTION DE GAZ PAR ZONES**

Quantités en TWh	Ensemble de fournisseurs	Fournisseurs alternatifs*	
<b>Flux de gaz, par zones de GRT (y compris les transits et les exportations)</b>			
<b><u>Zone GRTgaz</u></b>			
Importations	<b>555,51</b>	<b>189,97</b>	<b>34%</b>
dont importations terrestres	469,32	189,90	40%
dont Gaz naturel liquifié	86,19	0,06	0%
Exportations	<b>24,52</b>	<b>11,64</b>	<b>47%</b>
Production	<b>0,22</b>	-	<b>0%</b>
<b><u>Zone TIGF</u></b>			
Importations depuis zones GRTgaz	<b>67,46</b>	<b>25,71</b>	<b>38%</b>
Importations depuis l'Espagne	<b>2,86</b>	<b>2,70</b>	<b>94%</b>
Exportations vers l'Espagne	<b>42,09</b>	<b>15,01</b>	<b>36%</b>
Production	<b>3,57</b>	-	<b>0%</b>

Source : GRTgaz, TIGF - Analyse CRE

Les deux fournisseurs historiques, GDF Suez et Total, assurent à eux deux, une part importante des importations. En 2013, les trois principaux importateurs ont représenté 81% des volumes importés. Le nombre d'expéditeurs ayant réalisé des importations est passé de 44 en 2012<sup>39</sup> à 39 en 2013.

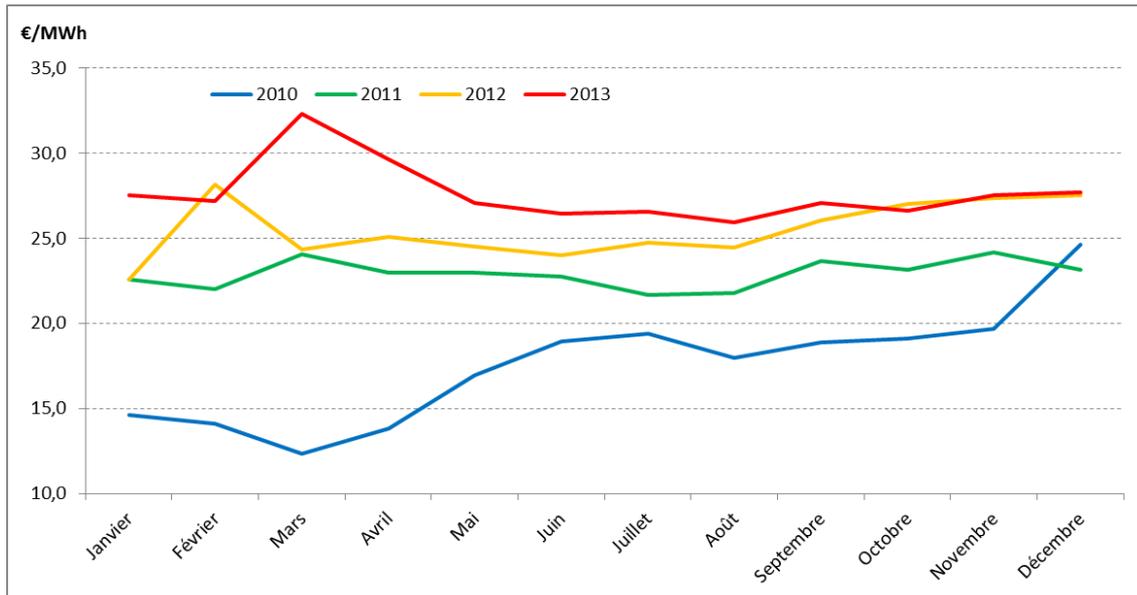
### 3.2.1.2 L'évolution des prix day-ahead sur le marché de gros du gaz

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 principaux hubs français le PEG Nord et le PEG Sud. 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 *day-ahead* au PEG Nord ont enregistré une hausse de 8% au cours de l'année 2013 et se sont établis en moyenne à 27,61 €/MWh contre 25,47 €/MWh en 2012. Mis à part la période de février à avril, les prix français ont montré une relative stabilité en oscillant entre 25€/MWh et 30 €/MWh.

<sup>39</sup> Chiffre corrigé par rapport au précédent rapport (48). Le nouveau chiffre ne tient pas en compte des opérations d'équilibrage physique du GRT aux frontières.

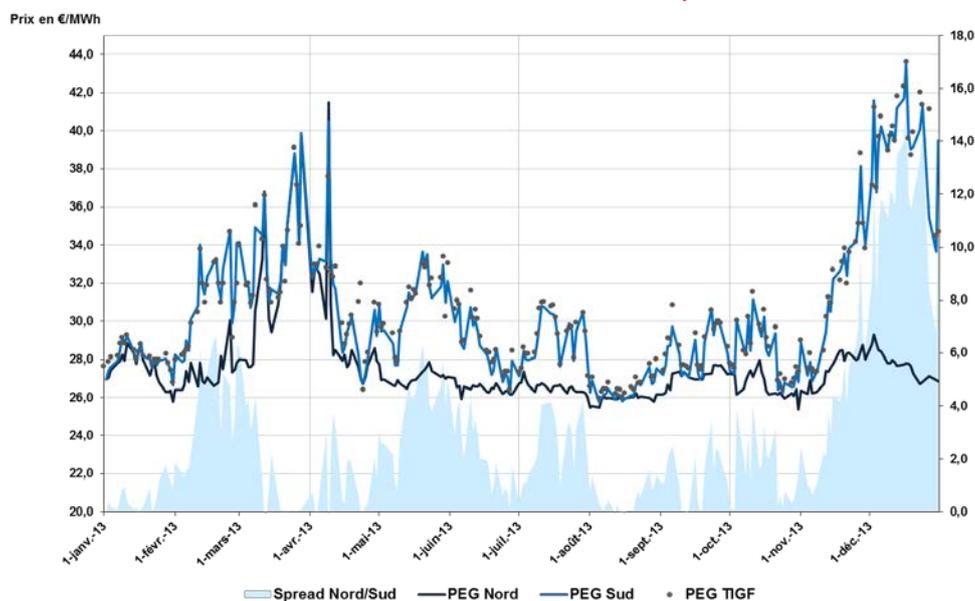
**GRAPHIQUE 16: PRIX DU DAY-AHEAD AU PEG NORD (MOYENNES MENSUELLES)**



Source : Powernext

Entre février et avril 2013 plusieurs pics de prix sont survenus en France et en Europe, reflétant plusieurs situations de tension dans l’approvisionnement du système européen. En effet durant cette période, le système européen a été affecté, dans un contexte de froid prolongé, de niveau de stock très bas et de déficit d’approvisionnements en GNL, par une succession de problèmes techniques qui ont fortement réduit les flux entrants sur son réseau. L’offre disponible s’est en particulier réduite du fait d’incidents en amont en Norvège qui ont limité la production de gaz au mois de mars et du fait de la coupure inattendue le 22 mars 2013 de l’interconnexion qui relie le Royaume-Uni au hub de Zeebrugge (Belgique). Ces difficultés d’approvisionnement ont eu des répercussions en cascade sur l’approvisionnement des hubs continentaux en amplifiant les tensions vers les régions en périphérie de réseau comme la France.

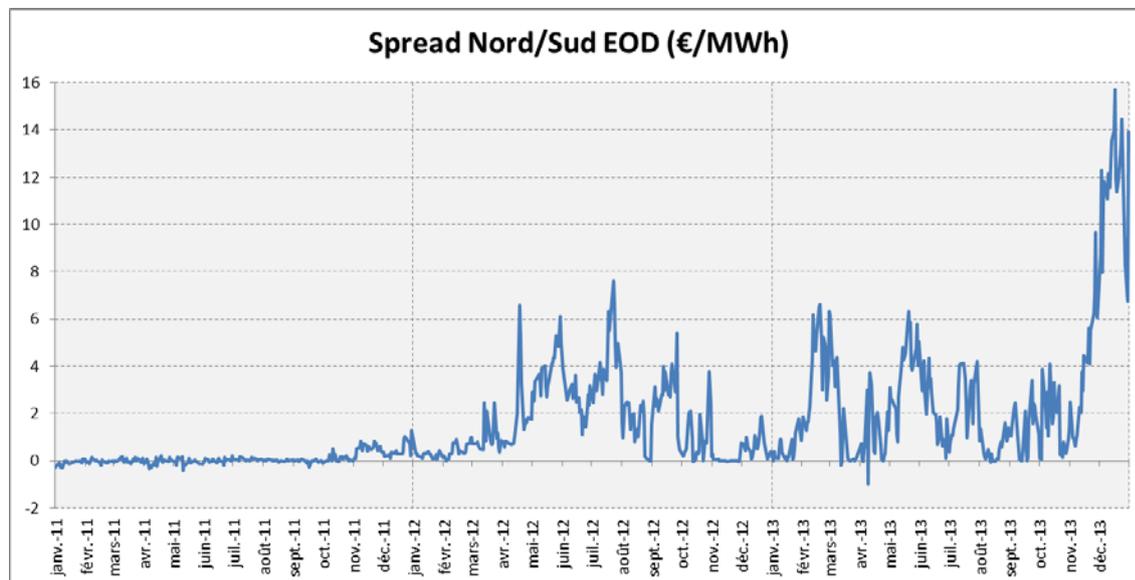
**GRAPHIQUE 17: PRIX DU DAY-AHEAD SUR LES MARCHES DE GROS FRANCAIS (CHRONIQUES JOURNALIERES)**



Source : Powernext

L'écart de prix *day-ahead* entre le PEG Nord et le PEG Sud a augmenté en 2013. En effet, le prix au PEG Sud s'est établi en moyenne à 2,83 €/MWh (contre seulement 1,70 €/MWh en 2012) au-dessus du prix PEG Nord tout en connaissant des variations journalières importantes.

**GRAPHIQUE 18: ECART DE PRIX DAY-AHEAD ENTRE LE PEG NORD ET LE PEG SUD**

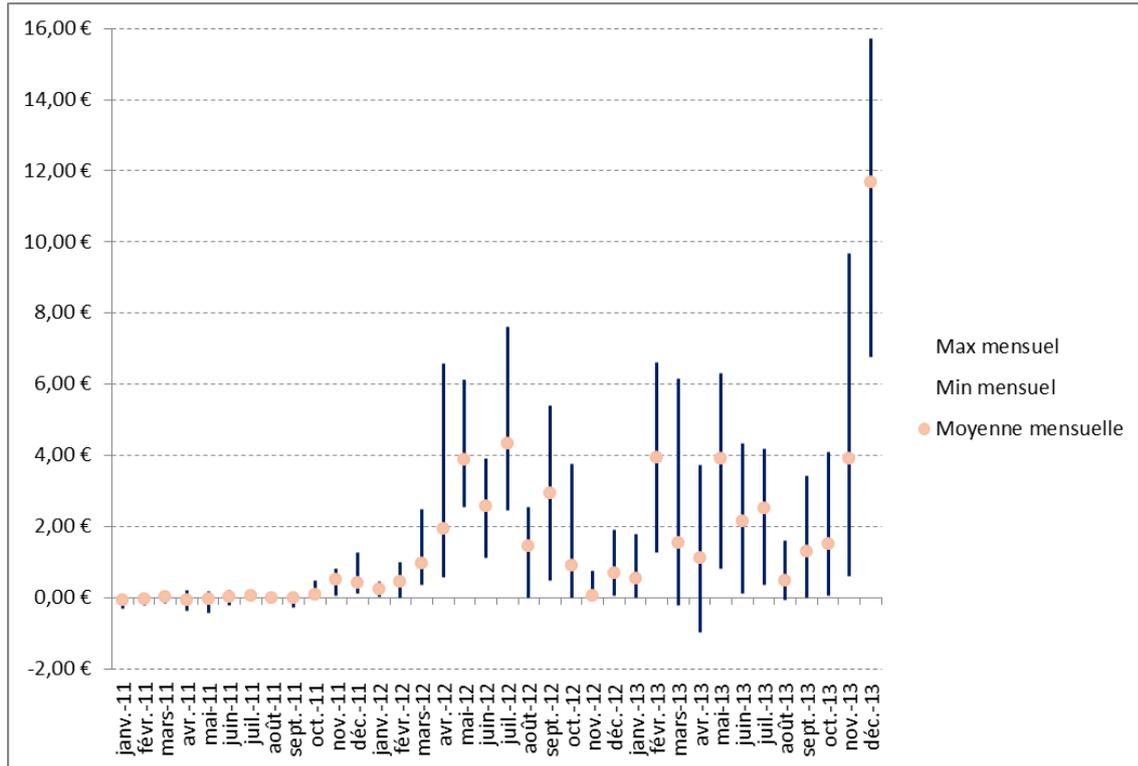


Source : Powernext

Cet écart est apparu dans un contexte de tension structurelle caractérisée par la saturation de la liaison Nord-Sud de GRTgaz, une baisse des émissions des terminaux méthaniers situés à Fos-sur-Mer, et des exportations très élevées vers l'Espagne. Ce contexte est également lié aux tensions sur les marchés du GNL, impliquant une baisse des déchargements sur les terminaux méthaniers français et un recours plus important aux importations terrestres en Espagne depuis la France afin de combler la baisse des approvisionnements espagnols en GNL.

Cela étant, une tension exceptionnelle des prix au PEG Sud a été observée en France à partir du mois de novembre avec un spread Nord-Sud qui s'est établi pendant plusieurs semaines à des niveaux jamais atteints par le passé. Un pic historique de 15,72 €/MWh a été atteint le 17 décembre 2013.

**GRAPHIQUE 19: VOLATILITE MENSUELLE DU SPREAD NORD-SUD**



Source : Powernext

Les niveaux de prix spot constatés au PEG Sud à partir du mois de novembre sont apparus dans un contexte de forte tension dans l'approvisionnement de la zone Sud, caractérisé par :

- des niveaux d'émission particulièrement bas aux terminaux de Fos, suite notamment à des défaillances dans l'arrivée du GNL algérien et en raison du niveau élevé des prix asiatiques ;
- une vague de froid affectant particulièrement le sud de la France et l'Espagne. La hausse de consommation en Espagne et les tensions sur le marché du GNL, qui ont fortement affecté les approvisionnements de ce pays, se sont traduites par des exportations importantes à la frontière espagnole ;
- des restrictions importantes sur les capacités interruptibles de la liaison Nord-Sud, afin de favoriser les soutirages du stockage salin, en lien avec les niveaux très faibles d'émissions à Fos qui ont provoqué une congestion interne dans le réseau de GRTgaz<sup>40</sup> ;
- des maintenances en sortie du groupement de stockage Sud-Atlantique.

Au regard de cette situation de tension, la CRE a publié un communiqué de presse le 5 décembre 2013<sup>41</sup> rappelant aux acteurs de marché leurs obligations, au titre du règlement (UE) n°1227/2011, de publication d'informations privilégiées susceptibles d'influencer de façon sensible les prix de gros, et notamment, concernant l'épisode en question, des informations relatives à la capacité et à l'utilisation des installations de GNL.

<sup>40</sup> ShipOnline du 29 novembre 2013 :

[http://www.grtgaz.com/fileadmin/newsletter/shiponline/shiponline\\_76\\_site.html](http://www.grtgaz.com/fileadmin/newsletter/shiponline/shiponline_76_site.html)

<sup>41</sup> <http://www.cre.fr/documents/presse/communiqués-de-presse/tensions-sur-le-marché-du-gaz-la-cre-rappelle-leurs-obligations-aux-acteurs-de-marché/tensions-sur-le-marché-du-gaz-la-cre-rappelle-leurs-obligations-aux-acteurs-de-marché>

### 3.2.1.3 Les marchés intermédiés

En 2013, le nombre d'acteurs actifs sur les plateformes de Powernext a été de 43 pour le segment Spot et de 33 pour le segment Futures (contre 46 et 28, respectivement, en 2012). Concernant les échanges de gré à gré, la CRE ne dispose pas d'informations sur les échanges strictement bilatéraux. Cependant, la CRE collecte des informations transactionnelles auprès des principaux courtiers actifs sur les marchés français du gaz. En 2013, 57 acteurs ont effectué des échanges par l'intermédiaire des courtiers, contre 52 en 2012.

Les volumes échangés sur les marchés intermédiés ont augmenté sur les segments spot et à terme entre 2012 et 2013. Les échanges sur le segment spot représentent environ un tiers du volume total négocié. Sur ce segment de marché, les échanges par l'intermédiaire de Powernext ont fortement augmenté en 2013, grâce notamment au lancement de plusieurs produits dans le cadre de son projet de coopération avec EEX (PEGAS). Les échanges sur le marché à terme, en augmentation par rapport à 2012, restent largement dominés par les courtiers, les volumes sur Powernext reculant pour la deuxième année consécutive.

**TABEAU 25: VOLUMES ECHANGES SUR LES MARCHES INTERMEDIÉS**

Volumes échangés (TWh)	2012	2013	Variation	
			En pourcentage	En valeur
Marché spot	121,2	153,3	27%	32,1
Intraday	8,1	16,1	100%	8,1
Day Ahead	69,0	83,5	21%	14,5
Bourse	43,1	70,4	63%	27,3
Broker	78,1	83,0	6%	4,8
Marché à terme	223,5	292,4	31%	68,9
M+1	67,4	84,7	26%	17,3
Q+1	28,9	25,1	-13%	-3,8
Y+1	4,8	14,1	190%	9,2
Bourse	37,1	29,2	-21%	-7,9
Broker	186,4	263,2	41%	76,8

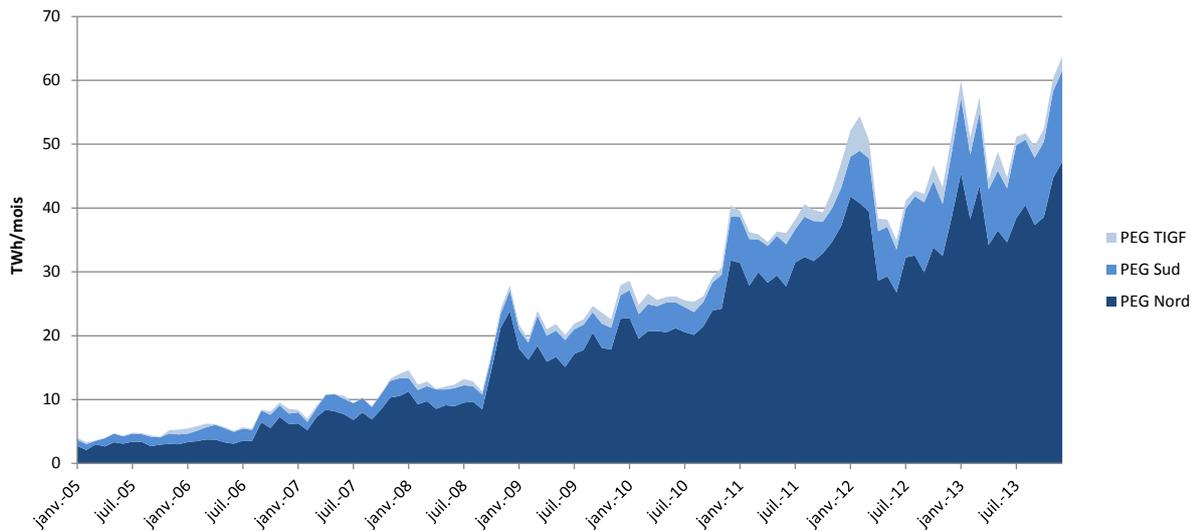
Source : Powernext, courtiers – Analyse CRE

### 3.2.1.4 Les livraisons aux PEG

En 2013, 635 TWh ont été livrés aux PEG<sup>42</sup>, contre 536 TWh en 2012 et 466 TWh en 2011. Bien que la plupart des volumes échangés entre les acteurs de marché se fasse au PEG Nord, la part des échanges au PEG Sud continue à se développer et atteint 21% en 2013.

<sup>42</sup> Les livraisons aux PEG représentent la conclusion des échanges physiques sur le marché de gros du gaz en France. Elles résultent des transactions physiques sur le marché organisé et gré à gré (courtiers ou bilatéral).

**GRAPHIQUE 20: VOLUME DES LIVRAISONS NETTES DE GAZ SUR LE MARCHÉ DE GROS FRANÇAIS (DONNEES MENSUELLES)**



Sources : GRTgaz, TIGF - Analyse CRE

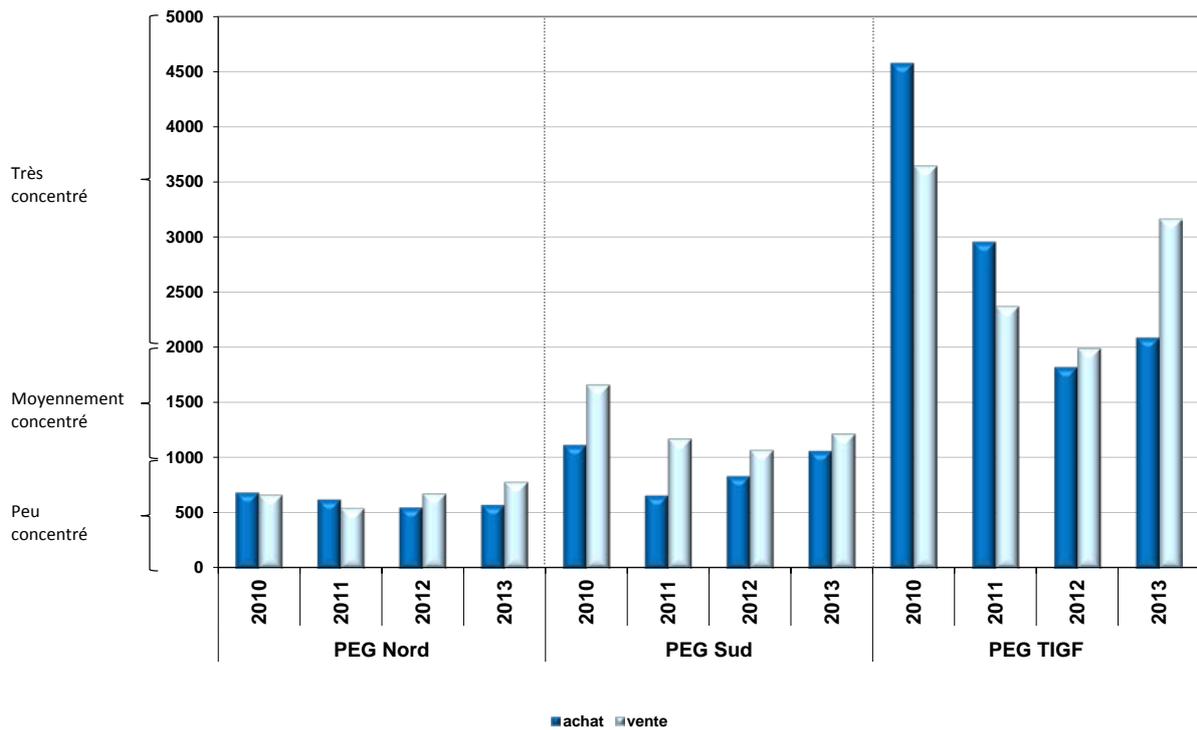
### 3.2.1.5 Le niveau de concentration du marché français

Le PEG Nord reste la place de marché la moins concentrée en France et affiche des niveaux de concentration caractéristiques d'un marché où la concurrence est bien développée. Cette faible concentration reflète la liquidité plus importante du PEG Nord, laquelle s'explique en partie par la taille relativement importante du hub et la présence de nombreux points d'interconnexion et d'approvisionnement de la zone Nord.

Le PEG Sud affiche des niveaux de concentration caractéristiques d'un marché moyennement concentré. Malgré le développement de liquidité sur le segment spot, le marché reste relativement concentré du fait notamment du nombre limité d'acteurs présents sur ce marché.

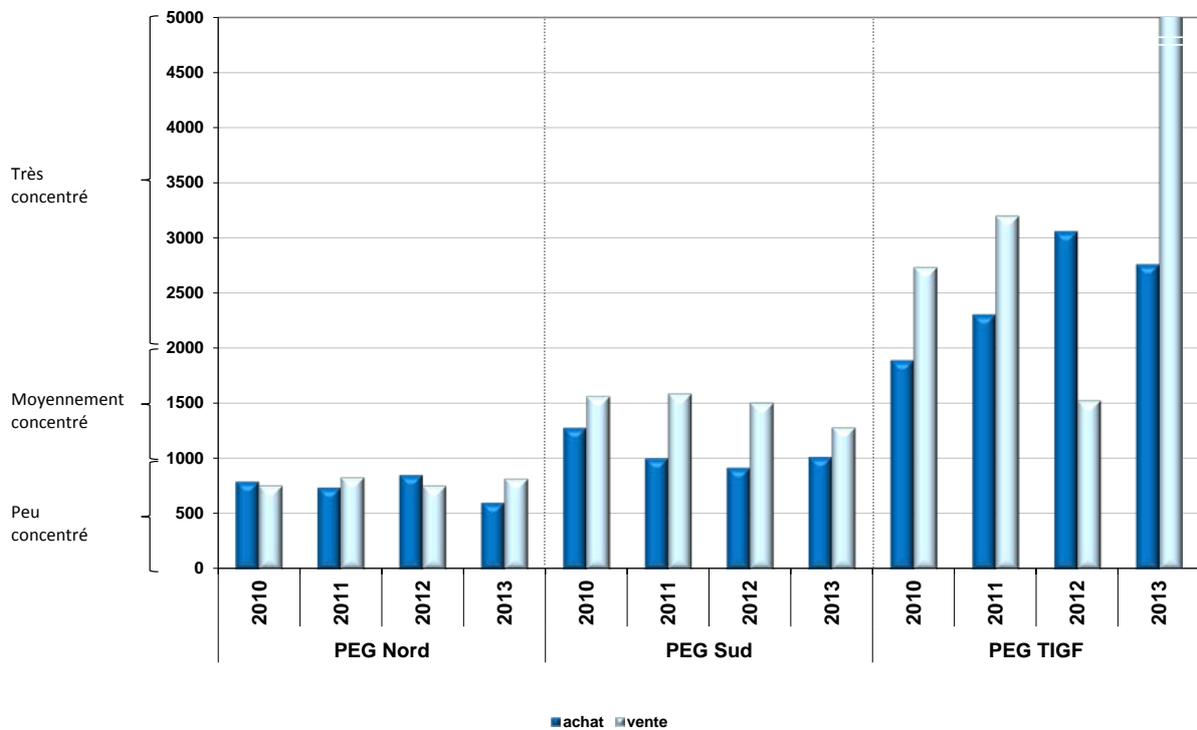
Enfin, le PEG TIGF maintient des niveaux de concentration très élevés. Ce constat s'explique notamment par sa liquidité très limitée, la faiblesse des volumes échangés sur ce PEG et l'absence d'interconnexion de la zone TIGF avec un marché suffisamment liquide.

**GRAPHIQUE 21: NIVEAU DE CONCENTRATION DES MARCHES INTERMEDIÉS FRANÇAIS (SEGMENT SPOT)**



Sources : Powernext, courtiers - Analyse CRE

**GRAPHIQUE 22: NIVEAU DE CONCENTRATION DES MARCHES INTERMEDIÉS FRANÇAIS (SEGMENT A TERME)**



Sources : Powernext, courtiers - Analyse CRE

### 3.2.2 Le marché de détail

#### 3.2.2.1 Etat des lieux

##### A. LES CONSOMMATEURS

Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2007, tous les consommateurs, y compris les clients résidentiels, peuvent choisir librement leur fournisseur de gaz naturel. Au 31 décembre 2013, 11,3 millions de sites étaient éligibles, pour une consommation annuelle de gaz naturel atteignant 472 TWh.

Les clients peuvent disposer de deux types de contrats. Il s'agit, d'une part, des contrats aux tarifs réglementés, proposés uniquement par les fournisseurs historiques, et, d'autre part, des contrats aux prix de marché, qui sont proposés tant par les fournisseurs historiques que par les fournisseurs alternatifs. L'accès à ce type de contrat suppose d'avoir exercé son éligibilité.

**TABLEAU 26: REPARTITION DES CONSOMMATEURS FINALS PAR TYPE DE SITE (AU 31 DECEMBRE 2013)**

	Nombre de sites
Sites résidentiels	10 628 000
Sites non résidentiels	673 000

Source : Données 2013, GRD, GRT, Analyses CRE

**TABLEAU 27: REPARTITION DE LA CONSOMMATION ANNUELLE DES CONSOMMATEURS FINALS (AU 31 DECEMBRE 2013)**

	Consommation 2013 en TWh
Sites résidentiels	123
Sites non résidentiels	349

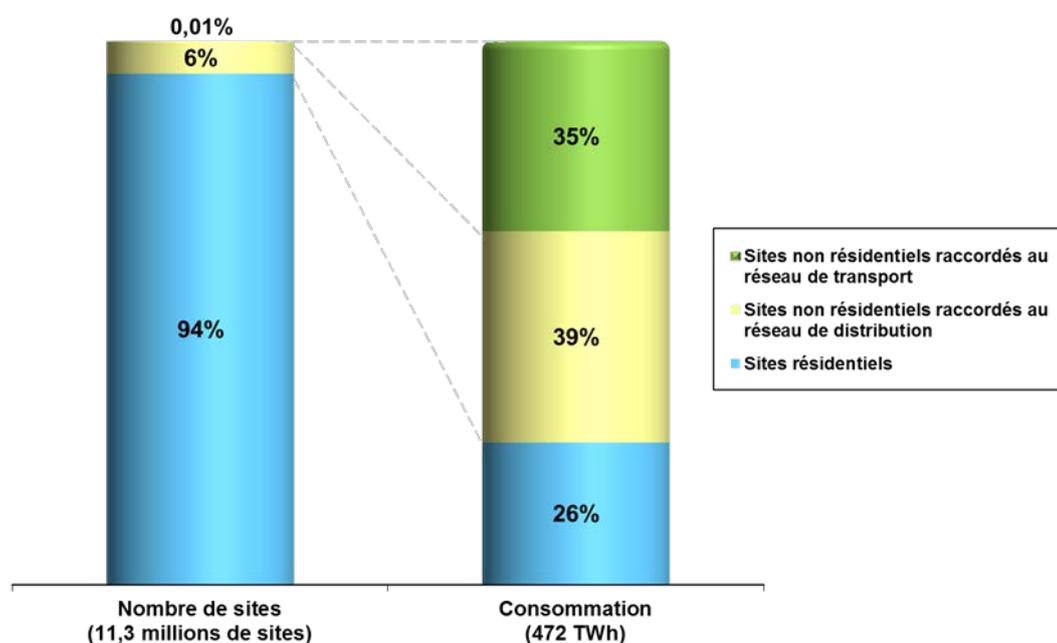
Source : Données 2013, GRD, GRT, Analyses CRE

Au cours de l'année 2013, l'ouverture du marché résidentiel à la concurrence a augmenté sensiblement. Au 31 décembre 2013, les fournisseurs alternatifs disposaient d'un portefeuille de 1 441 000 clients résidentiels sur un total de 10,6 millions. Les fournisseurs historiques se partageaient le reste du marché. 2 488 000 sites résidentiels étaient en offre de marché (dont 58% chez un fournisseur alternatif), soit une augmentation de 783 000 sites sur l'année 2013 (+46%) correspondant à 65 000 sites supplémentaires en moyenne par mois en offre de marché. Cette augmentation est principalement due à une augmentation du nombre de sites en offre de marché chez les fournisseurs historiques qui a doublé en 2013 (1 000 000 de sites en décembre 2013 contre 510 000 en décembre 2012).

L'ouverture à la concurrence du marché non résidentiel en 2013 a connu une progression modérée. Au 31 décembre 2013, on comptait 172 000 clients non résidentiels chez les fournisseurs alternatifs sur un total de 673 000, le reste du marché étant partagé entre les fournisseurs historiques. Par ailleurs, 339 000 sites non résidentiels étaient en offre de marché, dont 51% chez un fournisseur alternatif. Le nombre de sites non résidentiels en offre de marché a augmenté de 10% en 2013.

Sur le marché du gaz résidentiel, les tarifs réglementés sont ainsi toujours prépondérants avec 77% des sites et 77% de la consommation, malgré une nette amélioration de l'ouverture à la concurrence au cours de l'année 2013. A l'inverse, sur le segment non résidentiel, les tarifs réglementés ne représentent plus que 50% du nombre de sites et 19% de la consommation totale. En particulier la majorité des grands sites raccordés au réseau de transport sont en offre de marché.

**GRAPHIQUE 23: TYPOLOGIE DES SITES DE FOURNITURE DE GAZ AU 31 DECEMBRE 2013**



Source : Données 2013 GRT, GRD – Analyse : CRE

#### B. LES PARTS DE MARCHÉ - ANALYSE EN TERMES DE NOMBRE DE SITES

Au 31 décembre 2013, la part de marché des fournisseurs alternatifs, rapportée au nombre de sites total, est de 14,3 % (soit environ 38,6 % du volume de consommation total). Ce chiffre masque une réalité disparate sur les différents segments. Ainsi la pénétration des fournisseurs alternatifs est beaucoup plus importante sur le segment des sites non résidentiels raccordés au réseau de transport (59,4 % de la consommation annuelle) que sur le segment des sites résidentiels (13,5 % de la consommation annuelle).

**TABLEAU 28: PARTS DE MARCHÉ DES 3 PLUS GROS FOURNISSEURS SUR CHAQUE SEGMENT (EN NOMBRE DE SITES, AU 31 DECEMBRE 2013)**

Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
94%	73%	91%	94%

Source : Données 2013, GRD, GRT, Analyses CRE

**TABLEAU 29: PARTS DE MARCHÉ DES 3 PLUS GROS FOURNISSEURS HISTORIQUES SUR CHAQUE SEGMENT (EN NOMBRE DE SITES, AU 31 DECEMBRE 2013)**

Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
85%	50%	73%	86%

Source : Données 2013, GRD, GRT, Analyses CRE

**TABLEAU 30: PARTS DE MARCHÉ DES 3 PLUS GROS FOURNISSEURS ALTERNATIFS SUR CHAQUE SEGMENT (EN NOMBRE DE SITES AU 31 DECEMBRE 2013)**

Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
14%	35%	23%	13%

Source : Données 2013, GRD, GRT, Analyses CRE

### C. LES PARTS DE MARCHÉ - ANALYSE EN TERME DE VOLUME DE CONSOMMATION

**TABLEAU 31: PARTS DE MARCHÉ EN VOLUME DES 3 PLUS GROS FOURNISSEURS SUR CHAQUE SEGMENT (AU 31 DECEMBRE 2013)**

Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
72%	56%	76%	94%

Source : Données 2013, GRD, GRT, Analyses CRE

**TABLEAU 32: PARTS DE MARCHÉ DES 3 PLUS GROS FOURNISSEURS HISTORIQUES EN VOLUME SUR CHAQUE SEGMENT (AU 31 DECEMBRE 2013)**

Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
60%	41%	61%	86%

Source : Données 2013, GRD, GRT, Analyses CRE

**TABLEAU 33: PARTS DE MARCHÉ DES 3 PLUS GROS FOURNISSEURS ALTERNATIFS EN VOLUME SUR CHAQUE SEGMENT (AU 31 DECEMBRE 2013)**

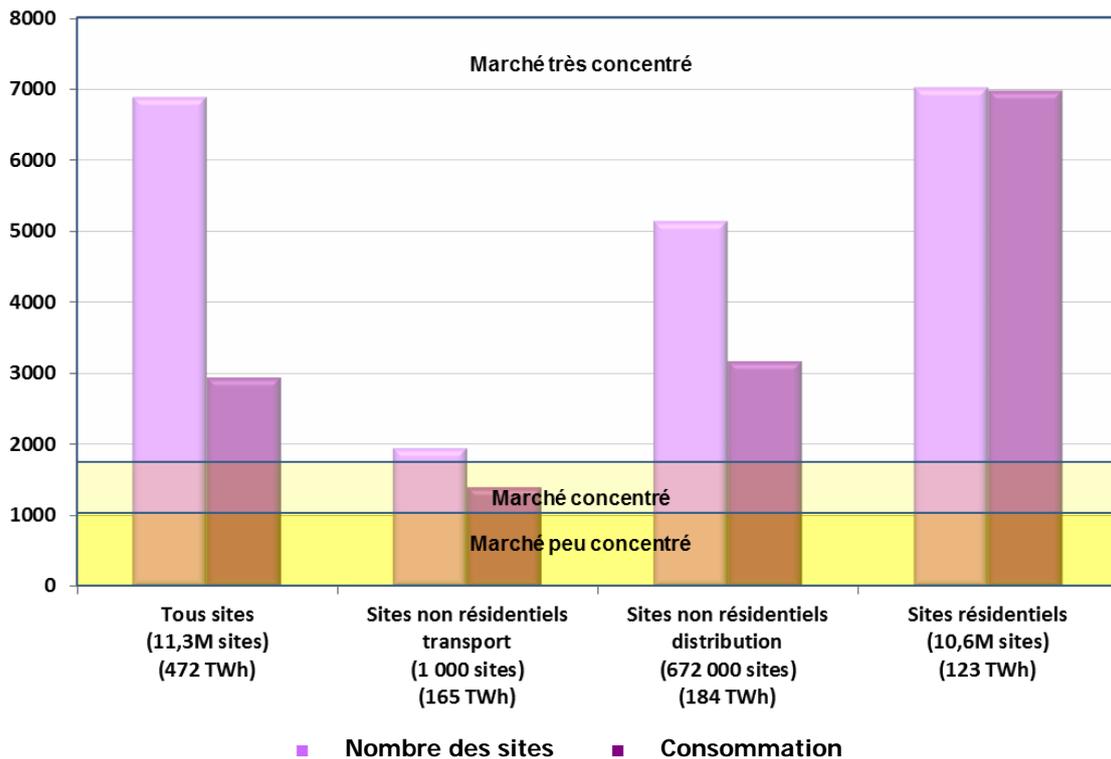
Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
22%	34%	26%	13%

Source : Données 2013, GRD, GRT, Analyses CRE

### D. LA CONCENTRATION DU MARCHÉ

Le graphique suivant donne l'indice HHI en nombre de sites et en volume pour les différents segments du marché de détail. Il mesure la concentration du marché sur chaque segment de clientèle.

**GRAPHIQUE 24: INDICE HHI AU 31 DECEMBRE 2013**



Source : Données 2013, Analyses CRE

Le marché du gaz naturel est très concentré, notamment sur le segment des clients résidentiels. Il est toutefois bien moins concentré que le marché français de l'électricité. Par ailleurs, le segment des clients non résidentiels raccordés au réseau de transport, peut être qualifié de concentré voir peu concentré. Ceci s'explique notamment par une grande diversité de fournisseurs sur ce segment de clientèle, comme présenté dans le paragraphe suivant : au 31 décembre 2013, 15 fournisseurs proposaient des offres aux clients non résidentiels transport, contre seulement 7 aux clients résidentiels.

#### E. LES FOURNISSEURS

Au 31 décembre 2013, 17 fournisseurs alternatifs nationaux possédaient au moins un client en portefeuille et 6 fournisseurs alternatifs proposaient des offres aux clients résidentiels. Sur les zones de desserte des ELD, les fournisseurs alternatifs sont quasiment inexistantes. Dans la situation actuelle du marché français, les fournisseurs alternatifs se concentrent en effet sur le territoire de GrDF.

**GRAPHIQUE 25: LES FOURNISSEURS NATIONAUX DU GAZ NATUREL**

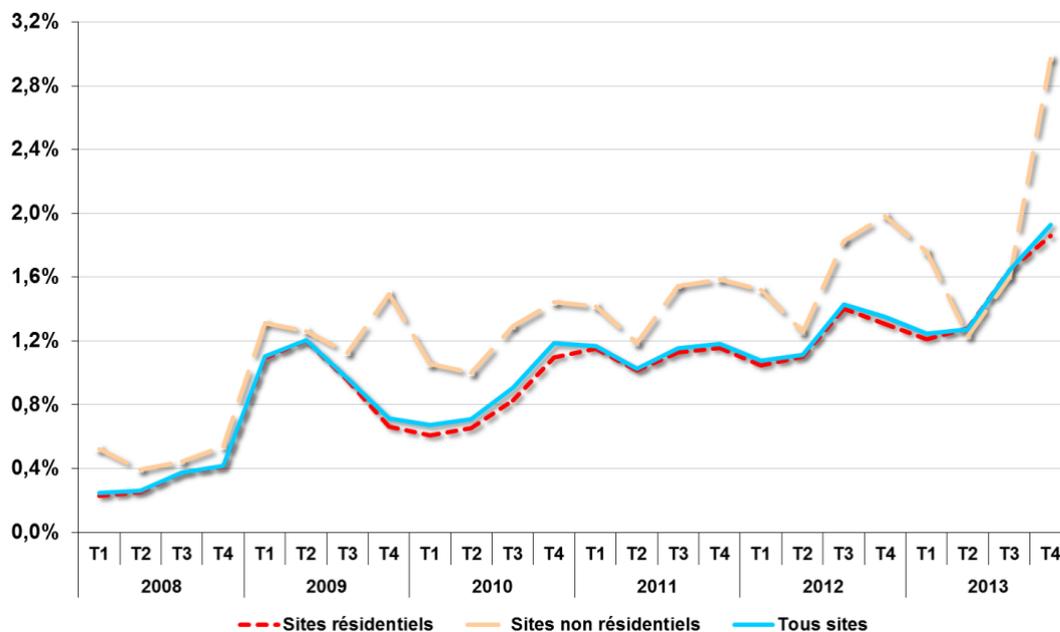


Source : énergie-info.fr, Analyses CRE

**F. ANALYSE DES TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR**

Le graphique ci-dessous retrace l'évolution des taux de switch depuis 2008. Il est à noter que ces taux n'incluent pas les changements de fournisseur des clients en direction des fournisseurs historiques (*switch back*) car les gestionnaires de réseau ne sont pas en mesure de distinguer les sites qui renégocient leur contrat chez un fournisseur historique de ceux qui reviennent vers ce fournisseur historique. Toutefois, cette restriction est sans impact notable sur la valeur du taux de switch calculé.

**GRAPHIQUE 26: TAUX DE SWITCH TRIMESTRIEL DE 2008 A 2013**



Source : Données 2013 Analyses CRE

### 3.2.2.2 Les prix de détail

#### A. LES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE DE GAZ NATUREL

Le tableau suivant présente la décomposition de la facture des clients aux tarifs réglementés de vente de gaz au 31 décembre 2013.

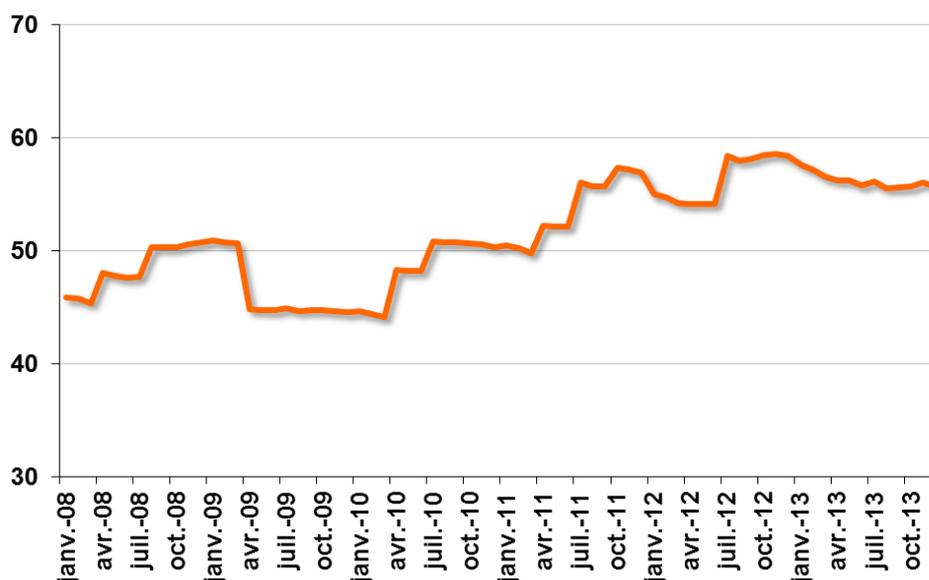
**TABLEAU 34: POSTES DE COÛTS COUVERTS PAR LA FACTURE AU TARIF REGLEMENTE DE VENTE DE GDF SUEZ AU 31 DECEMBRE 2013 (EN %)**

	Client moyen en distribution publique
Part fourniture	55%
Part transport	6%
Part distribution	18%
Part stockage	4%
Prélèvements réglementaires sur les frais de réseaux (CTA)	2%
TVA	15%

Source : Données 2013, Analyses CRE

Le graphique ci-dessous présente l'évolution des tarifs réglementés de vente de gaz naturel de GDF Suez en euros constants 2013 par mégawattheure pour un client moyen en distribution publique. Entre janvier 2008 et mars 2014, les tarifs réglementés de vente en distribution publique ont augmenté de 9,3 € en euros constants.

**GRAPHIQUE 27: EVOLUTION DU TARIF REGLEMENTE DE VENTE DE VENTE DE GAZ NATUREL HORS TAXES EN EUROS CONSTANTS 2013**



Source : Données 2013, Analyses CRE

Si de nombreuses offres de marché se sont développées à côté des tarifs réglementés depuis l'ouverture du marché, ce qui a d'ores et déjà permis à de nombreux sites non résidentiels de passer à des offres de marché (pour les sites non résidentiels, seulement 23 % de la consommation de gaz est encore fournie par des tarifs réglementés), la CRE a recommandé dans son premier rapport sur le fonctionnement des marchés de détail de l'électricité et du

gaz publié en janvier 2013, que les tarifs réglementés de vente de gaz naturel soient supprimés pour les grands consommateurs, à partir des tarifs B2S et au-delà.

La CRE se félicite donc que la loi du 17 mars 2014<sup>43</sup> prévoit que les tarifs réglementés de vente pour les consommateurs non résidentiels, dont la consommation est supérieure aux niveaux indiqués dans le tableau ci-dessous, seront progressivement supprimés à partir de 2014, selon le calendrier présenté ci-dessous.

**TABLEAU 35: CALENDRIER DE SUPPRESSION DES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE AUX CONSOMMATEURS NON RESIDENTIELS**

Date de fin des TRV	Catégories professionnelles concernées	Exemples
Le 19 juin 2014	<ul style="list-style-type: none"> <li>- les très gros consommateurs professionnels raccordés au réseau de transport</li> <li>- les entreprises locales de distribution dont le niveau de consommation est supérieur à 100 000 MWh/an</li> </ul>	
1 <sup>er</sup> janvier 2015	Les consommateurs non résidentiels dont le niveau de consommation est supérieur à 200 MWh/an	<ul style="list-style-type: none"> <li>- supermarchés,</li> <li>- bureaux dont la surface dépasse 1 600 m<sup>2</sup>,</li> <li>- établissements scolaires (collèges/lycées)</li> <li>- maisons de retraite</li> <li>- bâtiments hospitaliers</li> <li>- sites industriels</li> <li>- bâtiments administratifs</li> </ul>
	Les syndicats de copropriété, éventuellement représenté par le syndic ou le propriétaire unique d'un immeuble à usage principal d'habitation (bailleur social) dont le niveau de consommation est supérieur à 200 MWh/an.	- grandes copropriétés dont la consommation moyenne peut atteindre 1 GWh/an.
1 <sup>er</sup> janvier 2016	Les professionnels dont le niveau de consommation est supérieur à 30 MWh/an	- PME : restaurants, bureaux de plus de 150 m <sup>2</sup> , ateliers, commerce de proximité de type supermarché de petite surface.
	Les syndicats de copropriété, éventuellement représenté par le syndic ou le propriétaire unique d'un immeuble à usage principale d'habitation (bailleur social) dont le niveau de consommation est supérieur à 150 MWh/an	- Syndics d'immeubles gérant au-delà de 15 à 20 logements.
	Les entreprises locales de distribution dont le niveau de consommation est inférieur à 100 000 MWh/an	

<sup>43</sup> Loi n° 2014-344 du 17 mars 2014 relative à la consommation.

Aux dates d'échéances mentionnées dans le tableau ci-dessus, les contrats concernés deviendront caduques. Le consommateur devra donc avoir signé avant l'échéance un nouveau contrat en offre de marché avec un fournisseur de son choix.

Les fournisseurs historiques auront l'obligation d'informer les consommateurs de la fin des TRV à trois reprises, et à des échéances précises, avant la date effective de suppression des TRV. Le contenu du courrier adressé par le fournisseur à ses clients sera préalablement validé par les pouvoirs publics.

Pour les consommateurs n'ayant pas souscrit d'offre de marché à l'échéance, ce dernier sera réputé avoir accepté les conditions contractuelles d'une offre de marché que son fournisseur lui aura adressée trois mois avant l'échéance et vers laquelle il sera automatiquement basculé. La durée d'exécution de ce contrat sera limitée à six mois et le consommateur aura la possibilité de le résilier à tout moment sans indemnité.

## B. LES OFFRES DE MARCHÉ

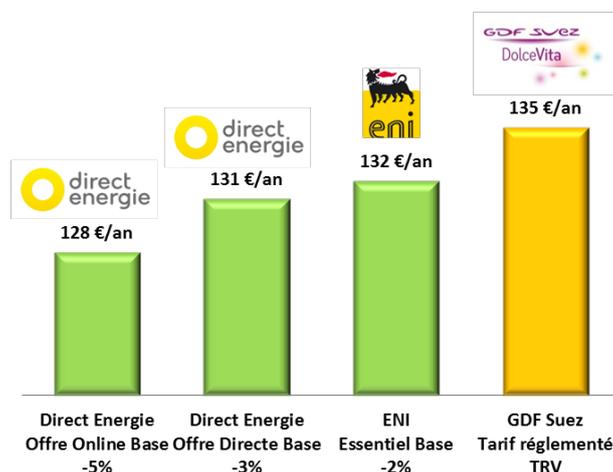
Les offres proposées par les fournisseurs sont comparées ci-dessous dans le cas d'un client résidentiel ayant une consommation annuelle de 750 kWh par an (client Base dit « Cuisson », prix fixes et indexés) et dans le cas d'un client résidentiel ayant une consommation de 17 000 kWh par an (client B1 dit « Chauffage »), les deux étant situés à Paris.

Cette comparaison distingue les deux grands types d'offres proposés par les fournisseurs : les offres à prix indexé sur le tarif réglementé de vente et les offres à prix fixe.

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

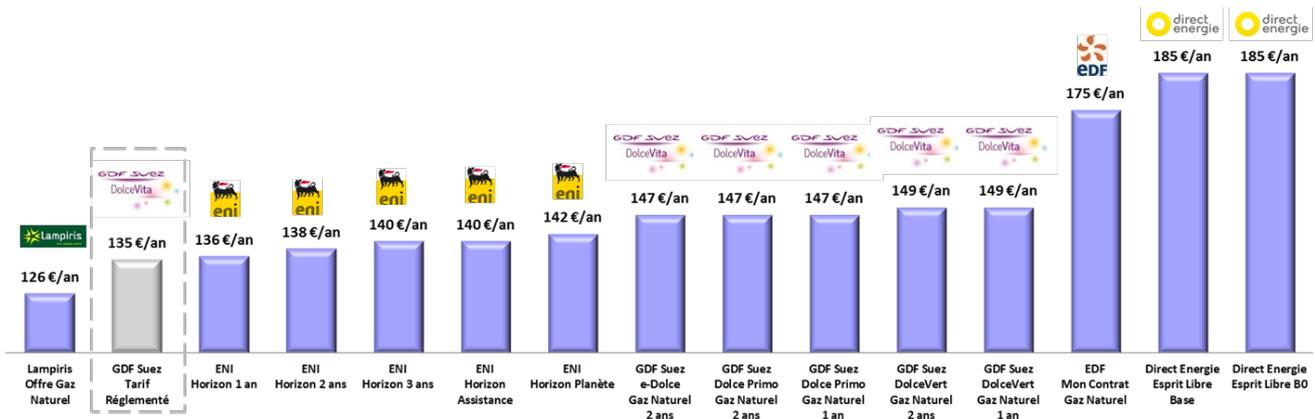
Les factures sont présentées TTC et hors promotions éventuelles.

**GRAPHIQUE 28: COMPARAISON DES OFFRES A PRIX INDEXE SUR LE TARIF REGLEMENTE POUR UN CLIENT TYPE BASE (CUISSON) AU 31 DECEMBRE 2013**



Source : Comparateur d'offres énergie-info

**GRAPHIQUE 29: COMPARAISON DES OFFRES A PRIX FIXE POUR UN CLIENT TYPE BASE (CUISSON) AU 31 DECEMBRE 2013**



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

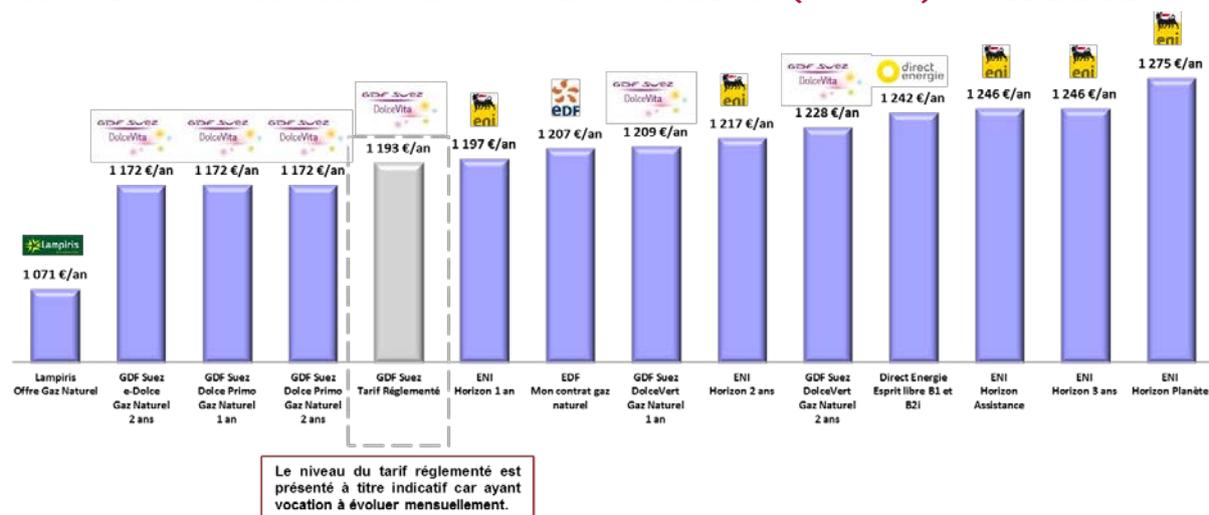
Source : Comparateur d'offres energie-info

**GRAPHIQUE 30: COMPARAISON DES OFFRES A PRIX INDEXE SUR LE TARIF REGLEMENTE POUR UN CLIENT B1 (CHAUFFAGE) AU 31 DECEMBRE 2013**



Source : Comparateur d'offres energie-info

### GRAPHIQUE 31: COMPARAISON DES OFFRES A PRIX FIXE POUR UN CLIENT B1 (CHAUFFAGE) AU 31 DECEMBRE 2013



Source : Comparateur d'offres énergie-info

Les offres à prix indexé sont comparées par rapport au tarif réglementé de vente de GDF Suez. Pour les deux types de clients, l'offre à prix indexé la moins chère est proposée par Direct Energie et correspond à un prix annuel 5% et 7% inférieur au TRV respectivement pour le client Base et B1.

Concernant les offres à prix fixe, la moins chère est proposée par Lampiris et la plus chère par Direct Energie pour le Client type Base et ENI pour le client B1.

### 3.3 La sécurité d'approvisionnement

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

##### 3.3.1.1 Le bilan du marché français en 2013

L'approvisionnement en gaz de la France repose essentiellement sur les importations. 99,2%<sup>44</sup> du gaz consommé en France en 2013 a été importé.

**TABLEAU 36: BILAN DU MARCHÉ FRANÇAIS EN 2013, EN COMPARAISON AVEC 2012 (EN TWh)**

En TWh					
Approvisionnements			Débouchés		
	2012	2013		2012	2013
Déstockage	120.2	136	Stockage	109.4	116.2
Production	5.8	3.7	Exportations	65.4	70.1
Importations (gazoducs et terminaux)	567	555.3	Consommations clients finals	494.8	501.7

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

En 2013, la consommation nette (hors pertes) s'est établie à 501,7 TWh, ce qui représente une augmentation de 1,4% par rapport à 2012. Cette hausse de la consommation, moins

<sup>44</sup> Production primaire de gaz naturel (extraction de gaz commercialisé) : 3.741 TWh PCS et consommation de gaz naturel (corrigée du climat) : 483.3 TWh PCS – source : base de donnée DGEC Pégase

importante que l'année précédente, s'explique par les faibles températures observées durant l'hiver 2012-2013.

Les quantités de gaz injectées sur le réseau français par gazoducs ont atteint 469,1 TWh, en hausse de 3,7% par rapport à 2012. 86,2 TWh de gaz sont entrés en France par des terminaux méthaniers, en baisse de 19,6% par rapport à 2012. Les soutirages depuis les stockages ont atteint 136 TWh, soit une hausse de 13,1% par rapport à 2012.

Concernant les exportations de gaz depuis la France, il est à noter que les flux vers la Suisse à Oltingue ont baissé d'environ 46% par rapport à 2012 (16,3TWh contre 30,2 TWh en 2012) alors que les flux vers l'Espagne ont augmenté d'environ 20% (42,2 TWh contre 35,2 TWh en 2012).

#### A. HIVER 2012-2013

L'hiver 2012-2013 a été relativement doux jusqu'à fin janvier 2013. Les températures en France ont été relativement proches de la normale, en moyenne inférieures de 0,3°C aux températures de référence. La période hivernale 2012-2013 a aussi été caractérisée par sa longueur exceptionnelle, avec des périodes courtes de froid intense (i.e du 1<sup>er</sup> au 15 mars 2013), ce qui explique l'augmentation de la consommation de 1,4% (soit 1,4 point de moins que l'année précédente). Les mois de mars et mai ont été particulièrement froids comparés à l'année précédente, avec une consommation respective de 1929 GWh/j et de 928 GWh/j, soit 29% de plus qu'en mars 2012 et 22% de plus qu'en mai 2012. La France n'a pas connu de vague de froid en février 2013, d'où une diminution de 11% de la consommation de gaz en février 2013 par rapport à février 2012 (2307 GWh/j en moyenne).

**TABLEAU 37: CONSOMMATION MENSUELLE DE GAZ NATUREL EN FRANCE (2012-2013)**

	Moyenne mensuelle 2012 (GWh/j)	Moyenne mensuelle 2013 (GWh/j)
Janvier	2 099	2 170
Février	<b>2 581</b>	<b>2 307</b>
Mars	<b>1 494</b>	<b>1 929</b>
Avril	1 283	1 270
Mai	<b>761</b>	<b>928</b>
Juin	636	615
Juillet	564	518
Août	499	472
Septembre	646	653
Octobre	1071	952
Novembre	1725	1 760
Décembre	1953	1 914

Source : GRTgaz - consommation, analyse CRE

La longueur de la période hivernale 2012-2013 s'est traduit par une sollicitation plus importante des stockages souterrains jusqu'à début avril 2013. En conséquence, GRTgaz a émis trois alertes au marché les 28 février, 1<sup>er</sup> mars et 6 avril afin de rééquilibrer le réseau contractuellement.

## B. HIVER 2013-2014

Selon les prévisionnistes, l'hiver 2013-2014 aurait dû être particulièrement froid en Europe. Dans ses prévisions de fonctionnement en situation de tension pour l'hiver 2013-2014 (*Winter Outlook 2013-2014*), GRTgaz prévoyait ainsi que « *le système gazier français serait probablement en difficulté* » avec une « *disponibilité réduite* » de gaz durant cette période. L'opérateur a alerté les pouvoirs publics et les acteurs de marché à plusieurs reprises au cours de l'année 2013 d'un risque de déficit d'approvisionnement de la France pour couvrir la demande de gaz à la pointe de froid pendant l'hiver 2013-2014, notamment en cas de conditions climatiques extrêmes au risque 2% (correspondant à un hiver froid rencontré en moyenne tous les 50 ans). Cette situation est notamment liée à la baisse des souscriptions de capacités de stockage de gaz naturel par les fournisseurs, à des entrées de GNL inférieures aux années précédentes ainsi qu'à ses conséquences sur les outils dont dispose GRTgaz pour équilibrer son réseau.

Face à ce risque, la Direction générale de l'énergie et du climat a également sensibilisé les fournisseurs à ces risques et leur a rappelé leurs obligations au titre de la continuité de fourniture de leurs clients finals. Elle a lancé le 5 septembre 2013 une consultation publique sur les conditions d'accès des tiers aux stockages souterrains. Le ministre de l'énergie français a pour sa part informé ses homologues des pays voisins du risque pesant sur la sécurité d'approvisionnement de la France, notamment en cas de pointe de froid.

Suite à ces alertes, GRTgaz a mis en place un plan d'action préventif (via la création d'un indicateur de vigilance globale - sous forme de code couleur) permettant de prévoir les tensions principales et d'identifier des leviers physiques possibles. Cinq situations devaient faire l'objet d'une surveillance particulière : l'insuffisance de couverture du bilan H, le déséquilibre journalier des expéditeurs, la congestion Nord, la congestion Sud-Est, et la congestion Ouest-Est.

Par ailleurs, face à la possibilité d'un hiver 2013-2014 rigoureux, GRTgaz a émis un certain nombre de recommandations :

- préserver au maximum les stockages souterrains en début d'hiver afin de maintenir une capacité de soutirage suffisante pour couvrir les périodes de froid susceptibles de survenir même après le mois de février 2014 ;
- prévoir un soutirage minimal des stockages compatible avec le bilan entrées/sorties et le dimensionnement du réseau de GRTgaz en période de froid ; et
- permettre une émission maximale des terminaux méthaniers en période froide.

Si aucune vague de froid comparable à celle de février 2012 n'a été recensée en France, et que la sécurité de l'approvisionnement en gaz a été assurée sur l'ensemble du territoire français pendant l'hiver 2013-2014, cette expérience a permis de tester la robustesse de l'action préventive menée par GRTgaz.

### **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**

Le gaz naturel représente 15% de la consommation française d'énergie primaire et 20.5% de la consommation d'énergie finale<sup>45</sup>.

On observe une forte modulation saisonnière des consommations de gaz en raison des variations des besoins de chauffage. Le différentiel de consommation entre un mois d'été et un mois d'hiver est de 1 à 5 (consommation de 530 GWh/j en moyenne en août et de 2450 GWh/j en moyenne en janvier).

---

<sup>45</sup> Chiffres clés de l'énergie, édition 2013, Commission générale du développement durable

Dans son plan décennal de développement du réseau pour 2013-2022, GRTgaz a revu ses prévisions à la baisse par rapport à l'année 2012 et fait l'hypothèse d'une croissance annuelle moyenne de la consommation de gaz de 0,2 % par an sur son périmètre.

GRTgaz table sur une baisse de la consommation du secteur résidentiel et tertiaire de 1,1% par an, liée aux mesures d'efficacité énergétique des bâtiments, dont l'effet sera cependant en partie compensé par la croissance du parc, notamment dans le tertiaire. Pour le secteur industriel, l'hypothèse retenue est celle d'une réduction de la demande de 0,9% par an.

Concernant la production d'électricité, l'hypothèse retenue est celle d'une hausse de la consommation de gaz de 7% par an en moyenne. Pour les centrales à cycle combiné gaz, l'hypothèse de consommation sur la période 2013-2017 repose sur les projets connus de GRTgaz et leur probabilité d'aboutissement. Du fait du déclassement progressif des groupes fuel et charbon, GRTgaz anticipe l'installation d'une nouvelle tranche de 500 MWe par an de 2020 à 2022.

### 3.3.2.2 Les capacités de stockage

La capacité de stockage en France est de 144 TWh, représentant près de 29% de la consommation française de gaz naturel en 2013. La capacité maximale de soutirage des stockages français est de 2476 GWh/j. Les sites de stockage jouent un rôle essentiel dans la couverture des variations de la demande et sont un facteur clé de la sécurité d'approvisionnement en gaz de la France.

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

- 113,7 TWh (79% de la capacité totale) pour Storengy sur 12 sites, dont 9 en nappes aquifères (centrés sur le bassin parisien) et 3 en cavités salines (dans le sud-est), répartis en 7 groupements sur le réseau de GRTgaz ;
- 30,3 TWh (21% de la capacité totale) pour TIGF sur 2 sites en nappes aquifères dans le sud-ouest de la France (zone TIGF).

**GRAPHIQUE 32 : SITES DE STOCKAGE SOUTERRAIN DE GAZ NATUREL EN FRANCE**



Source : CRE

**TABLEAU 38: CAPACITES DE STOCKAGE, D'INJECTION ET DE SOUTIRAGE EN 2013**

	Capacité	Soutirage	Injection
	TWh	GWh/j	GWh/j
Groupement Serene Nord, 120/120, INDEX	24,5	249,7	228,8
Groupement Serene Sud, Sediane Sud	23,0	246,9	208,0
Groupement Sediane Nord, 30/30, 60/60, Sediane "Août"	13,6	326,2	246,1
Groupement Sediane Littoral, Serene Littoral	29,2	352,8	278,5
Groupement Sediane B	13,1	278,7	93,6
Groupement Saline	10,3	572,2	103,0
TIGF*	30,3	450	277

Source : Storengy et TIGF, Analyse CRE

\* TIGF propose trois offres de stockage avec des capacités de soutirage et d'injection différentes. Les chiffres présentés sont une moyenne de ces trois offres.

**TABLEAU 39: QUANTITES DE GAZ EN STOCK SUR L'ENSEMBLE DES SITES FRANÇAIS**

	01- Avr- 08	01- Oct- 08	01- Avr- 09	01- Oct- 09	01- Avr- 10	01- Oct- 10	01- Avr- 11	01- Oct- 11	01- Avr- 12	01- Oct- 12	01- Avr- 13	01- Oct- 13	01- Avr- 14
Quantité en stock en TWh	51	136	27,3	136	34	124	32,4	125	30,2	114,5	11,7	106,8	35,9
Gaz en stock/ capacité totale*	37%	100%	19%	97%	24%	87%	22%	87%	21%	80%	8%	74%	25%

Source : Storengy et TIGF, Analyse CRE

### 3.3.2.3 Les terminaux méthaniens

#### A. LES TERMINAUX EXISTANTS

Depuis 2010, trois terminaux méthaniens sont opérationnels (Fos Tonkin, Montoir-de-Bretagne et Fos Cavaou). Les deux premiers sont gérés par la société Elengy, filiale du groupe GDF Suez. Le terminal de Fos Cavaou est quant à lui géré par Fosmax LNG, détenu par Elengy et Total.

Fos Tonkin, mis en service en 1972, peut recevoir des navires jusqu'à 74 000 m<sup>3</sup> et offre une capacité de regazéification de 5,5 Gm<sup>3</sup>/an. Mis en service en 1980, le terminal de Montoir offre une capacité de regazéification de 10 Gm<sup>3</sup>/an et peut recevoir des navires allant jusqu'à 200 000 m<sup>3</sup>. Enfin, le terminal de Fos Cavaou est entré en service en avril 2010 et fonctionne à pleine capacité depuis novembre 2010. Il offre une capacité de regazéification de 8,25 Gm<sup>3</sup>/an et peut recevoir des navires jusqu'à 220 000 m<sup>3</sup>.

En 2013, le taux d'utilisation des capacités commercialisables de Fos Tonkin était de 54%, celui de Montoir de 9% et celui de Fos Cavaou de 48%.

La France est l'un des principaux importateurs de GNL en Europe et reçoit environ 18% de son approvisionnement en gaz sous forme de gaz liquide (86,2 TWh en 2013). Néanmoins, il est à noter que les entrées de gaz sur le réseau français depuis les terminaux GNL ont décliné de 19,6% en 2013 par rapport à 2012. Cette baisse, également observable dans les autres pays européens, s'explique par l'essor des livraisons de GNL vers les marchés asiatiques où les prix sont plus attractifs. Elle s'est traduite, en France et en Espagne, par une substitution

de l'importation de GNL par des importations de gaz en provenance des gazoducs. Ainsi, les interconnexions dans la zone Nord de GRTgaz ont été fortement utilisées, notamment à la frontière franco-allemande au point d'interconnexion d'Obergailbach/Medelsheim (+23,2% d'entrée de gaz), créant ainsi une forte congestion à la liaison entre les zones Nord et Sud du réseau de GRTgaz.

## B. LE REGIME D'ACCES AUX TERMINAUX METHANIERES

Les terminaux méthaniers sont des infrastructures ouvertes aux tiers et dont les conditions d'accès sont régulées. A ce titre, les tarifs d'utilisation de ces terminaux sont fixés par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie sur proposition de la CRE.

En vertu de cette même loi, les nouvelles grandes infrastructures gazières (interconnexions entre les Etats membres, installations de GNL ou stockage) peuvent, en application de l'article 22 de la directive 2003/55/CE (article 36 de la directive 2009/73/CE), bénéficier d'une exemption à l'accès des tiers.

Les exemptions sont délivrées par le ministre chargé de l'énergie après avis de la CRE. Afin de permettre aux porteurs de projets de remettre un dossier d'exemption le plus pertinent possible, la CRE a travaillé à l'élaboration d'une doctrine d'analyse des demandes ayant pour objectif d'assurer la cohérence entre les règles applicables aux terminaux régulés et aux terminaux exemptés, d'accroître la sécurité d'approvisionnement et de favoriser l'entrée de nouveaux acteurs dans le marché français.

## C. LES TERMINAUX METHANIERES EN PROJET

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 actionnaires de Dunkerque LNG ont pris leur décision finale d'investissement le 27 juin 2011. Le terminal, dont la mise en service est prévue fin 2015, aura une capacité de regazéification de 13 Gm<sup>3</sup>/an.

Shell et Vopak étudient également un projet de troisième terminal à Fos, « Fos Faster », d'une capacité envisagée de 8 à 16 Gm<sup>3</sup>/an. Une consultation de marché non engageante a été lancée en juin 2011. Il est prévu de prendre la décision finale d'investissement en 2015 pour une mise en service du terminal en 2019.

Par ailleurs, une procédure d'appel au marché destinée à prolonger l'exploitation du terminal de Fos Tonkin au-delà du 1<sup>er</sup> octobre 2014, a été organisée entre avril et novembre 2011. Les résultats de l'*open season* Fos Tonkin 2011 avaient permis d'allouer des capacités pour un projet de construction d'un nouveau réservoir d'une capacité de 5,5 Gm<sup>3</sup>/an et une exploitation jusqu'en 2035, tout en accordant une option de renégociation aux souscripteurs. Cette option de désengagement ayant été exercée sur la totalité des souscriptions, seule une rénovation ciblée du terminal permettant son exploitation jusqu'en 2020 avec une capacité réduite à 3 Gm<sup>3</sup>/an sera réalisée. Une optimisation des installations de Fos Tonkin a toutefois permis de repousser cette réduction de capacité jusqu'au 31 mars 2015.

Elengy étudie également une augmentation des capacités du terminal de Montoir, qui pourraient être portées de 10 Gm<sup>3</sup>/an aujourd'hui à 12,5 Gm<sup>3</sup>/an, voire 16,5 Gm<sup>3</sup>/an.

### 3.3.2.4 Les infrastructures de transport

La France possède 7 points d'interconnexion principaux (Dunkerque, Taisnières H, Taisnières B, Obergailbach, Oltingue, Larrau et Biriadou).

**TABLEAU 40: CAPACITES FERMES D'ENTREE ET DE SORTIE DU RESEAU FRANÇAIS EN 2013 (GWh/J)**

Point d'interconnexion	Capacités fermes entrée France	Capacités fermes sortie France
Dunkerque	570	
Taisnières H	590	
Taisnières B	230	
Obergailbach	620	
Oltingue	223	
Larrau	30 (hiver)/50 (été)	100 (janv-mars)/165 (avril-déc)
Biriadou	9 (hiver)/5 (été)	3 (hiver)/10 (été)

Source : GRTgaz et TIGF, analyse CRE

#### D. LES DEVELOPPEMENTS PREVUS SUR LE RESEAU DE GRTGAZ

##### • LES INVESTISSEMENTS DECIDES

En 2008, GRTgaz et Fluxys, le gestionnaire du réseau de transport belge, ont lancé une procédure d'appel au marché, qui s'est prolongée en 2010, pour développer les capacités de transport au point d'interconnexion de Taisnières H. La demande exprimée par le marché à cette occasion a conduit à la création de 50 GWh/j de capacité ferme d'entrée à Taisnières H. La mise en service de ces capacités a été réalisée au mois d'octobre 2013.

La décision finale d'investissement pour le terminal de Dunkerque LNG prise en juin 2011 a conduit au déclenchement d'investissements significatifs sur le cœur de réseau de la zone Nord de GRTgaz, dont l'arc de Dierrey, et permet la création d'une nouvelle interconnexion avec la Belgique. A la suite du succès de l'open season de fin 2011, GRTgaz et Fluxys, ont pris la décision de développer 270 GWh/j de capacité ferme à l'horizon 2015. Cette nouvelle interconnexion permettra, pour la première fois, de transporter du gaz non-odorisé depuis la France vers la Belgique. Jusqu'à 8 Gm<sup>3</sup> de gaz pourront ainsi être acheminés chaque année depuis le terminal de Dunkerque et le PEG Nord vers la Belgique, puis vers d'autres places de marché du nord-ouest de l'Europe. Ce projet permet de lever l'obstacle aux échanges lié aux différences entre les pratiques d'odorisation française et belge et s'inscrit dans la dynamique européenne d'intégration des marchés.

Le développement de 55 GWh/j de capacités d'interconnexion dans le sens Espagne vers France à Port de Larrau, portant la capacité d'interconnexion à Larrau à 165 GWh/j dans les deux sens depuis le 1<sup>er</sup> avril 2013, a également déclenché un renforcement des capacités d'interconnexion entre les réseaux de TIGF et GRTgaz.

Enfin, en 2011, la CRE a également approuvé le projet de doublement de l'artère du Rhône (Eridan) porté par GRTgaz et nécessaire à la mise en œuvre de tout projet futur conduisant à un développement important des capacités d'entrée fermes dans la zone Sud. Le calendrier du projet sera donc déterminé par le développement des capacités d'entrée depuis l'Espagne ou depuis les terminaux de Fos (déclenchement du projet MidCat sur la base d'une *open season*, construction du terminal de Fos Faster ou développement des capacités de Fos Cavaou). Dans sa délibération du 7 mai 2014, la CRE a demandé à GRTgaz de poursuivre le projet Eridan de façon à obtenir l'autorisation ministérielle dans les meilleurs délais.

- **LES PROJETS A L'ETUDE**

Plusieurs projets de développement du réseau de GRTgaz sont aujourd'hui en discussion.

Le transporteur luxembourgeois, CREOS, et GRTgaz ont lancé fin 2010 une consultation publique afin d'évaluer l'intérêt du marché pour des capacités de transport de gaz naturel à long terme de la France vers le Luxembourg, de 9 ou 40 GWh/j. La phase engageante de cet appel au marché s'est clôturée en mai 2013 mais la demande des expéditeurs n'a pas été suffisante pour déclencher la réalisation du projet. Cependant, le projet pourrait être maintenu si le Luxembourg décidait de sa poursuite au titre de la sécurité d'approvisionnement.

GRTgaz et les GRT italien et suisse, Snam Rete Gas et FluxSwiss envisagent par ailleurs de réaliser des investissements pour être en mesure d'inverser le sens des flux entre la France et l'Italie. En 2012, GRTgaz a lancé, en collaboration avec Fluxswiss, un appel au marché pour évaluer l'intérêt des expéditeurs pour la création de capacités d'entrée à Oltingue depuis la Suisse. Deux scénarios de développement et deux produits de capacités étaient envisagés dans ce cadre :

- le développement de 100 GWh/j de capacités interruptibles, avec une date d'entrée en service prévue pour 2016 et un coût de 11 M€ ;
- le développement de 100 GWh/j de capacités fermes sous condition de pression de livraison du gaz à Oltingue depuis la Suisse, avec une mise en service prévue pour 2018. Les investissements nécessaires pour ce développement s'élèvent à 258 M€.

La consultation du marché n'a pas permis la validation du projet sur la base des produits proposés. Au cours de l'année 2014, GRTgaz devrait néanmoins proposer un nouveau projet adapté à la demande.

Enfin, dans l'objectif du renforcement du corridor Sud-Nord en Europe de l'Ouest, la possibilité de créer 100 GWh/j de capacités fermes de sortie vers l'Allemagne à Obergailbach est envisagée par GRTgaz à l'horizon 2020. Cependant, les différences entre les pratiques d'odorisation du gaz en France et en Allemagne empêchent tout flux physique de la France vers l'Allemagne. Le développement de capacités fermes dans ce sens est donc conditionné à l'harmonisation des pratiques européennes sur ce point. GRTgaz a lancé en 2012 une étude sur l'odorisation décentralisée de son réseau et prévoit la mise en place d'installations pilotes, avec le concours d'un opérateur de distribution à fin 2014.

## **E. LES DEVELOPPEMENTS PREVUS SUR LE RESEAU DE TIGF**

- **LES INVESTISSEMENTS DECIDES**

Les investissements décidés par TIGF intègrent les développements des capacités d'interconnexion entre la France et l'Espagne décidés au terme des *open season* 2013 et 2015.

La décision coordonnée des transporteurs français et espagnols est intervenue en janvier 2010 et s'est arrêtée sur le développement de 55 GWh/j au point d'interconnexion de Larrau. En conséquence, TIGF a réalisé les renforcements du cœur de son réseau nécessaires à la mise en service de ces capacités au 1<sup>er</sup> avril 2013. Ainsi, la capacité d'interconnexion à Larrau s'élève désormais à 165 GWh/j dans les deux sens.

Les résultats de l'*open season* 2015 sont également pris en compte dans les investissements décidés. La consultation du marché pour cette deuxième phase de développement de l'interconnexion France-Espagne s'est clôturée début juillet 2010. La demande exprimée a permis de valider le scénario de développement du point d'interconnexion physique de Biriadou, portant création de 55 GWh/j de capacité dans le sens Espagne vers France. Cette décision a conduit au déclenchement du projet EUSKADOUR sur le réseau de TIGF. Ce projet

correspond à la construction d'une canalisation entre Arcangues et Coudures dont la mise en service est prévue fin 2015.

- **LES PROJETS A L'ETUDE**

L'appel au marché 2015 n'a pas permis de lancer le projet "Midi-Catalogne" (MidCat) de création d'un nouveau point d'interconnexion des réseaux de gaz français et espagnol au Perthus, à l'est des Pyrénées. Le projet reste à l'étude pour un développement à l'horizon 2020.

## **F. LES TRAVAUX SUR LA FUSION DES ZONES EN FRANCE**

Au 1<sup>er</sup> janvier 2009 ont fusionné les zones Ouest, Nord et Est de GRTgaz en une grande zone Nord. Cette fusion a constitué la première étape dans la construction d'un marché unique du gaz en France. La CRE a continué ses travaux de simplification de la structure du marché, avec au 1<sup>er</sup> avril 2012 la fusion des zones Nord H et Nord B de GRTgaz.

Si le PEG Nord bénéficie aujourd'hui d'un niveau de liquidité et de concurrence satisfaisant, tant sur le marché de gros que de détail, les PEG GRTgaz Sud et TIGF restent peu liquides. De ce fait, les consommateurs, notamment industriels, ne bénéficient pas de conditions de marché aussi attractives qu'au PEG Nord. Cette situation s'est aggravée avec le renforcement de la congestion physique à la liaison entre les zones Nord et Sud de GRTgaz, en lien avec la baisse des livraisons de GNL à Fos-sur-Mer et l'accroissement des exportations vers l'Espagne.

A la demande des acteurs de marché et en cohérence avec le modèle-cible européen, la CRE poursuit ses travaux en vue de la fusion des PEG en France. France. La délibération du 22 mai 2014 a défini les modalités de mises en œuvre de la création d'une place de marché unique entre les zones Sud de GRTgaz et de TIGF au 1<sup>er</sup> avril 2015, sans développement physique du réseau des deux transporteurs.

Par ailleurs, la CRE a décidé dans sa délibération du 7 mai 2014 de la création d'un PEG France unique en 2018. Le schéma d'investissement retenu s'appuie sur le projet Val de Saône (doublement de l'artère de Bourgogne) et le projet Gascogne-Midi. La création de ce PEG unique constituera un progrès significatif vers l'achèvement du marché gazier européen, en permettant l'émergence d'une zone de marché de grande taille, à la liquidité accrue.

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

#### **3.3.3.1 Les obligations des expéditeurs**

Les obligations de service public dans le secteur du gaz sont précisées dans le décret du 19 mars 2004.<sup>46</sup> Ainsi, les fournisseurs ont pour obligation d'assurer la continuité de la fourniture aux consommateurs finals, à l'exception de ceux ayant accepté contractuellement une fourniture susceptible d'interruption, dans les circonstances pénalisantes suivantes :

- disparition pendant six mois maximum de la principale source d'approvisionnement en gaz ;
- hiver froid tel qu'il s'en produit statistiquement un tous les cinquante ans ;
- température extrêmement basse pendant une période de trois jours au maximum telle qu'il s'en produit statistiquement un tous les cinquante ans.

---

<sup>46</sup> Décret n°2004-251 du 19 mars 2004 relatif aux obligations de service public dans le secteur du gaz.

Par ailleurs, les modalités d'accès aux stockages ont été modifiées par décret le 12 mars 2014.<sup>47</sup> Ce nouveau décret prévoit que :

- chaque année, un arrêté ministériel définit les profils de consommation à utiliser pour calculer les droits unitaires de stockage de chaque consommateur final ;
- au 1<sup>er</sup> novembre de chaque année, les volumes de gaz stockés par un fournisseur ne peuvent être inférieurs à 80 % des droits de stockage en volume utile et en débit de soutirage des clients raccordés au réseau de distribution ;
- le gestionnaire de réseau de transport dispose d'une priorité d'utilisation des stockages, via un contrat spécifique de flexibilité et de sécurité qui lui donne accès aux capacités de stockage nécessaires à l'accomplissement de ses missions de service public.

### **3.3.3.2 Les obligations des opérateurs de transport et de distribution de gaz**

Le décret du 19 mars 2004 relatif aux obligations de service public dans le secteur du gaz impose que les opérateurs des réseaux de transport et 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%.

### **3.3.3.3 Les mesures d'urgence**

En application du règlement (UE) n°994/2010, un nouvel arrêté, en date 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 Etats membres de l'UE ou par celle-ci.

---

<sup>47</sup> Décret n°2014-328 du 12 mars 2014 modifiant le décret n° 2006-1034 du 21 août 2006 relatif à l'accès aux stockages souterrains de gaz naturel.

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 Etat Membre. Il 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.

L'arrêté du 28 novembre 2013 définit également 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 Etat 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 délestages.

## 4 La protection des consommateurs

### 4.1 La protection des consommateurs

#### 4.1.1 Le respect des mesures prévues à l'annexe 1

Les dispositions prévues par la section XII du code de la consommation et issues de la loi du 7 décembre 2006 répondent aux mesures relatives à la protection des consommateurs énoncées par l'annexe I des directives 2009/72/CE et 2009/73/CE.

Les articles L.121-92 du code de la consommation et l'article L111-78 du code de l'énergie répondent à l'obligation de garantir que les consommateurs « puissent disposer de leurs données de consommation et donner accès à leurs relevés de consommation, par accord exprès et gratuitement, à toute entreprise enregistrée en tant que fournisseur ».

En effet d'une part, l'article L.121-92 du code de la consommation prévoit que « le consommateur accède gratuitement à ses données de consommation » selon des modalités précisées par un décret pris après avis du Conseil national de la consommation et de la CRE. D'autre part, les articles L.111-75 et L.111-78 du code de l'énergie indique que « les fournisseurs mettent à disposition de leurs clients leurs données de consommation sous une forme accessible et harmonisée au niveau national ». Un décret en Conseil d'Etat, dont la publication est attendue d'ici la fin de l'année 2014, doit préciser les modalités d'application de cet article. .

#### 4.1.2 Les relations contractuelles entre les clients et les fournisseurs

##### 4.1.2.1 Les relations avec les clients résidentiels

Les fournisseurs d'électricité et de gaz naturel sont, dans leurs relations contractuelles et précontractuelles avec les clients résidentiels, soumis aux dispositions du code civil et du code de la consommation.

### A. INFORMATION PRECONTRACTUELLE

La loi du 7 décembre 2006 a introduit dans le code de la consommation, une nouvelle section règlementant les contrats de fourniture d'électricité et de gaz naturel.

Ainsi, en vertu des dispositions de l'article L.121-87 du code de la consommation, les offres des fournisseurs doivent comporter, *a minima*, dix-sept types d'informations précontractuelles afin de permettre aux consommateurs de les comparer avant de fixer leur choix. Parmi ces informations figurent la description des produits et services, leur prix, le caractère réglementé ou non de l'offre, la durée du contrat, etc.

La loi du 7 décembre 2010 a par ailleurs modifié l'article L.121-87 du code de la consommation en demandant aux fournisseurs d'indiquer dans leurs offres :

- les modalités de remboursement ou de compensation en cas d'erreur ou de retard de facturation ou lorsque les niveaux de qualité des services prévus dans le contrat ne sont pas atteints,
- une information sur les modes de règlements contentieux,
- les coordonnées du site internet qui fournit gratuitement aux consommateurs soit directement, soit par l'intermédiaire de liens avec des sites internet d'organismes publics ou privés, les informations contenues dans l'aide-mémoire du consommateur d'énergie établi par la Commission européenne ou, à défaut, dans un document équivalent établi par les ministres chargés de la consommation et de l'énergie.

En outre, depuis la loi du 4 août 2008 de modernisation de l'économie<sup>48</sup>, ces informations doivent être mises à la disposition du client par écrit, ou sur support durable, préalablement à la conclusion du contrat.

## B. DISPOSITIONS CONTRACTUELLES

L'article L.121-88 du code de la consommation indique que le consommateur n'est engagé que par sa signature. Néanmoins, le législateur français a permis une exception dans le cas où le consommateur qui emménage dans un logement a demandé expressément à bénéficier immédiatement de la fourniture d'énergie.

La loi du 17 mars 2014 relative à la consommation<sup>49</sup> a par ailleurs modifié l'article L.121-87 du code de la consommation afin de permettre à un consommateur qui emménage dans un site de faire exécuter son contrat conclu à distance avant la fin du délai de rétractation tout en prévoyant que le fournisseur recueille sa demande expresse, par tous moyens, et transmet le contrat au consommateur accompagné du formulaire de rétractation.

Dans le cas contraire, aucune somme n'est due par le consommateur en cas d'exercice de son droit de rétractation si sa demande expresse n'a pas été recueillie conformément aux dispositions du code de la consommation ou si le fournisseur n'a pas respecté l'obligation d'information de l'obligation de payer des frais lorsque le consommateurs exerce son droit de rétractation d'un contrat de fourniture de gaz ou d'électricité dont il a demandé expressément l'exécution avant la fin du délai de rétractation.

Selon les dispositions de l'article L.121-92 du code de la consommation, les fournisseurs sont tenus d'offrir la possibilité aux clients résidentiels de souscrire un contrat dit « unique » couvrant à la fois l'acheminement et la fourniture. Dans cette hypothèse, selon les dispositions des articles L.332-4 et L.442-3 du code de l'énergie, le fournisseur facture simultanément au consommateur la fourniture d'énergie et l'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution.

Le contrat souscrit par un consommateur avec un fournisseur d'électricité ou de gaz naturel est soumis à un certain formalisme. Il doit notamment, selon les dispositions de l'article L.121.88 du code de la consommation :

- rappeler les éléments contenus dans l'offre ;
- être écrit ou disponible sur un support durable ;
- indiquer la date d'effet du contrat, les modalités d'exercice du droit de rétractation, les coordonnées du gestionnaire de réseaux (...).

En outre, le législateur a encadré strictement les dispositions à la durée des contrats de fourniture et au changement de fournisseur. D'une part, les fournisseurs ont l'obligation de proposer au consommateur résidentiel un contrat d'une durée minimale d'une année. D'autre part, le consommateur peut changer de fournisseur dans un délai qui ne peut excéder 21 jours à compter de sa demande ou à la date souhaitée par le consommateur. Le fournisseur ne peut lui facturer que les frais correspondant aux coûts qu'il a effectivement supportés, par l'intermédiaire du gestionnaire de réseau, au titre de la résiliation et sous réserve que ces frais aient été explicitement prévus dans l'offre. L'objectif de ces dispositions est d'éviter toute interruption de fourniture en cas de changement de fournisseur et de limiter la facturation de frais pour le consommateur. Le délai de 21 jours maximal pour changer de fournisseur a été introduit par la loi du 7 décembre 2010.

---

<sup>48</sup> Loi n°2008-776 du 4 août 2008 de modernisation de l'économie.

<sup>49</sup> Loi n°2014-344 du 17 mars 2014 relative à la consommation

## C. FACTURATION

La loi du 7 décembre 2010 a modifié d'autres dispositions de la section XII du code de la consommation.

D'une part, l'article L.121-89 du code de la consommation indique désormais que :

- le consommateur doit recevoir sa facture de clôture dans un délai de quatre semaines à compter de la résiliation de son contrat
- dans l'hypothèse d'un trop-perçu par le fournisseur, ce dernier doit rembourser le consommateur dans un délai maximal de deux semaines après l'émission de la facture de clôture.

D'autre part, la loi du 7 décembre 2010 a modifié l'article L.121-91 du code de la consommation et notamment les dispositions relatives à l'arrêté relatif aux factures de fourniture d'électricité ou de gaz naturel (ci-après « arrêté facture »). En effet, ce dernier précise dorénavant les différents modes de paiement et leurs modalités que le fournisseur est tenu d'offrir à ses clients ainsi que les délais de remboursement ou les conditions de report des trop-perçus

En cas de facturation terme à échoir ou fondée sur un index estimé, l'arrêté facture prévoit les conditions dans lesquelles le fournisseur indique à son consommateur les bases sur lesquelles repose son estimation et la période au cours de laquelle le consommateur peut transmettre ses index et les modalités de cette transmission pour qu'ils soient pris en compte dans l'émission de la facture suivante. Les dispositions de l'article L.121-91 du code de la consommation indiquent que l'estimation du fournisseur doit refléter de manière appropriée la consommation probable du consommateur et doit être fondée sur les consommations réelles antérieures sur la base des données transmises par les GRD lorsqu'elles sont disponibles.

En application de l'article L.121-91 du code de la consommation, un nouvel arrêté facture a été publié au JORF le 18 mars 2012. Ce dernier est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2013, à l'exception des dispositions de son article 12 qui sont entrées en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2014. Depuis, le fournisseur doit communiquer à son consommateur une fois par an le montant hors taxes de l'abonnement annuel facturé, le montant hors taxes de la consommation annuelle facturée, le montant hors taxes annuel facturé de chaque option et service souscrits et le montant total annuel toutes taxes comprises facturé au client.

### 4.1.2.2 Les relations les petits professionnels

Les petits professionnels, c'est-à-dire ceux consommant moins de 30 000 kWh de gaz par an ou ayant souscrit une puissance inférieure à 36kVA en électricité, sont également protégés par les dispositions du code de la consommation applicable aux clients domestiques à l'exception des règles relatives au droit de rétraction et au bénéfice des tarifs sociaux.

En outre, l'article L.332-5 du code de l'énergie précise, tout comme le code de la consommation, que les fournisseurs d'électricité sont tenus de communiquer aux clients souscrivant une puissance égale ou inférieure à 36 kVA, et qui en feraient la demande, leurs barèmes de prix ainsi que la description précise des offres commerciales auxquelles s'appliquent ces prix. Ces barèmes de prix doivent être identiques pour l'ensemble des clients éligibles de cette catégorie raccordés au réseau électrique continental.

### 4.1.3 Le changement de fournisseur

Des procédures standard ont été établies afin d'organiser le changement de fournisseur. Elles sont le fruit d'une concertation engagée par les différents acteurs du secteur (associations de consommateurs, fournisseurs, distributeurs, transporteurs, Direction générale de l'énergie et du climat, Direction générale de la concurrence, de la consommation et de la répression des fraudes, Médiateur national de l'énergie) sous l'égide la CRE, pour un

changement de fournisseur simple, rapide et gratuit. Les règles qui en découlent sont acceptées, tant par les utilisateurs, que par les GRD et constituent des usages communément admis par la profession qui ne sont, à ce titre, pas dépourvus de valeur normative.

#### **4.1.3.1 Les différentes étapes de la procédure**

Dans le cadre d'un contrat unique, qui couvre à la fois les conditions de la fourniture d'électricité ou de gaz naturel par le fournisseur et celles de son acheminement par le gestionnaire du réseau public de distribution, le changement de fournisseur se déroule de la façon suivante :

- Le client contacte le fournisseur futur de son choix ;
- Le futur fournisseur doit assurer l'information du consommateur dans le respect des conditions fixées par la section XII du Code de la consommation ;
- Le client conclut un contrat avec son futur fournisseur, celui-ci matérialisant la volonté du client de changer de fournisseur ;
- Le futur fournisseur informe le GRD de la volonté du client de changer de fournisseur. Pour les clients particuliers, le code de la consommation prévoit, en cas de démarchage ou de vente à distance, un délai de rétractation de 7 jours. L'information du changement de fournisseur ne sera alors donnée au gestionnaire de réseau qu'à l'expiration de ce délai. Le futur fournisseur peut transmettre un auto-relevé du compteur (si le consommateur le lui a fourni) au gestionnaire de réseau ;
- Le GRD accuse réception de la demande :
  - o Il vérifie la recevabilité de la demande (cohérence des informations techniques, de l'index auto-relevé s'il a été fourni) ;
  - o Il informe le fournisseur actuel du client ;
- Le GRD estime les index de bascule du client (l'index auto-relevé, si fourni, servant à fiabiliser l'estimation) :
  - o Il envoie au fournisseur actuel les index à la date du changement de fournisseur et la facture du solde correspondant ;
  - o Il envoie au futur fournisseur les mêmes index et la première facture correspondant à la part fixe du tarif réseau.

S'agissant de l'utilisation de l'autorelevé pour un changement de fournisseur en gaz naturel, il est prévu d'utiliser l'index autorelevé comme index de changement de fournisseur lorsque l'index autorelevé date de moins de 15 jours calendaires. Cette évolution se mettra en place au rythme de l'évolution des SI des GRD.

Toujours en gaz naturel, dans le cas des clients à relève mensuelle ou journalière, les GRD imposent un relevé spécial des compteurs, facturé au futur fournisseur.

Lors de la relève cyclique suivant un changement de fournisseur, si le gestionnaire de réseau détecte que l'index de bascule a été surestimé, le client pourra obtenir une régularisation « post-basculé » via une facture négative de son nouveau fournisseur. Ce principe ne remet pas en cause l'index contractuel de changement de fournisseur sauf lorsque l'écart entre index calculé et index réel est supérieur à 500m<sup>3</sup> en gaz naturel. En électricité, ERDF compte mettre en place courant 2014 une prestation de correction d'index qui permettra de modifier l'index de changement de fournisseur.

#### **4.1.3.2 Les motifs de refus**

Le gestionnaire du réseau de distribution peut s'opposer à une demande de changement de fournisseur dans certaines conditions.

En gaz naturel :

- Les renseignements fournis sont incohérents ou insuffisants pour traiter la demande (exemple : point de comptage et d'estimation (PCE) inexistant ou erroné),
- Le contrat d'acheminement du nouveau fournisseur n'est pas valide pour le PCE concerné (par exemple : le PCE dépend d'un point d'interface transport-distribution (PITD) pour lequel le fournisseur n'a pas signé de contrat d'acheminement transport sur le réseau amont),
- Une autre demande est en cours de traitement pour le même PCE,
- Une manipulation frauduleuse du compteur par le client fait l'objet d'une plainte ou d'une procédure en cours.

En électricité :

- Le point de livraison (PDL) n'existe pas ;
- une fraude sur l'installation de comptage est avérée ;
- Le PDL est résilié ;
- Le PDL est déjà dans le périmètre du fournisseur demandeur ;
- Une demande de résiliation à l'initiative du client, de mise en service ou de modification contractuelle est en cours sur ce PDL ;
- Une autre demande de changement de fournisseur est en cours de traitement sur ce PDL ;
- Le tarif d'acheminement et la puissance souscrite choisis par le nouveau fournisseur sont incompatibles avec les caractéristiques techniques du PDL (exception faite de cas recevables non-passants du type tarifs EJP ou Tempo) ;
- Le contexte d'utilisation et le profil associé sont incohérents avec le segment de client et/ou l'usage (ex. le tarif longue utilisation avec un usage plat est impossible pour un client résidentiel).

#### **4.1.3.3 Les modalités de résiliation et les délais**

La loi du 7 décembre 2006 introduisant l'article L.121-89 dans le code de la consommation indique, pour les clients résidentiels, qu'« en cas de changement de fournisseur, le contrat est résilié de plein droit à la date de prise d'effet d'un nouveau contrat de fourniture d'énergie ».

En gaz naturel, le changement de fournisseur, sans modification de fréquence de relève ou d'installation de comptage, se fait à date souhaitée par le client et le fournisseur, en respectant un délai minimum de 10 jours calendaires (selon les possibilités du GRD) et un maximum de 42 jours.

En électricité, le changement de fournisseur, sans modification de la puissance souscrite ni de la structure de comptage, se fait à date souhaitée par le client et le fournisseur, sans délai en électricité pour ERDF (95% des consommateurs), et en respectant un délai minimum de 10 jours calendaires pour les autres GRD dans une limite de 42 jours maximum après la demande.

#### **4.1.3.4 Les coûts liés au changement de fournisseur**

En électricité, l'article L.331-3 du code de l'énergie prévoit que, lorsqu'un client fait jouer son éligibilité pour un site et change de fournisseur, « ses contrats en cours au tarif réglementé

concernant la fourniture d'électricité de ce site sont résiliés de plein droit. Cette résiliation ne peut donner lieu au paiement de quelque indemnité que ce soit ».

En gaz naturel, l'article L.441-4 du code de l'énergie précise que « lorsqu'un consommateur exerce le droit [de choisir un fournisseur] pour un site, le contrat de fourniture [...] pour ce site, conclu à un prix réglementé, est résilié de plein droit sans qu'il y ait lieu à indemnité à la charge de l'une ou l'autre partie ».

Par ailleurs, la loi du 7 décembre 2006, introduisant l'article L.121-89 dans le code de la consommation, précise, pour les clients résidentiels que « le fournisseur ne peut facturer au consommateur que les frais correspondant aux coûts qu'il a effectivement supportés, directement ou par l'intermédiaire du gestionnaire de réseau, au titre de la résiliation et sous réserve que ces frais aient été explicitement prévus dans l'offre. Ceux-ci doivent être dûment justifiés. Aucun autre frais ne peut être réclamé au consommateur au seul motif qu'il change de fournisseur. »

#### **4.1.4 Questions et réclamations**

Le dispositif Energie-Info, composé du site internet d'information des consommateurs particuliers et professionnels [www.energie-info.fr](http://www.energie-info.fr) et d'un service d'information consommateurs joignable par téléphone (tél. 0810 112 212) ou par écrit (courriel, télécopie ou courrier), est accessible gratuitement à tous les consommateurs français depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2007. Energie-Info permet aux consommateurs de poser une question ou d'être conseillés et assistés dans le cadre d'un litige avec un fournisseur et/ou un distributeur d'énergie. De plus, depuis novembre 2009, il propose un comparateur des offres de fourniture d'électricité et de gaz naturel gratuit et homologué par la CRE et le Médiateur national de l'énergie, accessible sur le site internet [www.energie-info.fr](http://www.energie-info.fr).

Ce dispositif est commun aux marchés de l'électricité et du gaz naturel. Il est co-piloté et cofinancé par la CRE et le Médiateur national de l'énergie (MNE). Sa partie informative est mise à jour en coordination avec les ministères en charge de la consommation et de l'énergie.

Energie-Info constitue le « guichet-unique » fournissant aux consommateurs l'ensemble des informations nécessaires concernant leurs droits, la législation en vigueur et les voies de règlement des litiges à leur disposition.

Ce dispositif est commun aux marchés de l'électricité et du gaz naturel. Il traite à la fois des questions relatives à l'électricité, au gaz naturel, ou bien aux deux énergies simultanément.

En 2013, le service téléphonique Energie-Info a renseigné 356 000 consommateurs (dont 60% appelant pour connaître les coordonnées des différents fournisseurs par l'intermédiaire d'un serveur vocal interactif) tandis que sur même période, le site Internet a reçu 934 000 visites. Au total, 1,3 millions de consommateurs ont donc été renseignés par le service Energie-Info, ce qui représente une hausse de 35% par rapport à 2012.

##### **4.1.4.1 Questions**

Les questions reçues par le service Energie-Info concernent les thèmes suivants : les procédures de mise en service, de résiliation ou de changement de fournisseur, le choix d'un fournisseur, les différents types de contrats existant (tarif réglementé et offres de marché) et les conditions de réversibilité (possibilité de revenir ou non au tarif réglementé après l'avoir quitté), le démarchage et le droit de rétractation, les conditions de validité d'une souscription de contrat (oralement ou par signature, selon les cas), la procédure de raccordement d'un logement aux réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel.

#### 4.1.4.2 Réclamations

Le service Energie-Info a une vision partielle des réclamations exprimées par les consommateurs sur les marchés de l'électricité et du gaz naturel.

Ces réclamations portent essentiellement sur :

- des litiges liés à la facturation et à l'estimation des consommations par les fournisseurs,
- des résiliations non demandées, résultant essentiellement d'erreurs techniques de la part des fournisseurs,
- des pratiques commerciales jugées déloyales,
- des suspensions de fourniture faisant suite à un litige de facturation ou à des difficultés de paiement
- des litiges relatifs à la réalisation de raccordement aux réseaux de distribution d'électricité ou de gaz naturel.

Le MNE, qui gère le service Energie-Info, a reçu au total 15 041 litiges, dont un peu moins de 9 000 par téléphone.

Il est à noter que la loi n'a pas confié à la CRE de compétence de règlement des litiges entre consommateurs et fournisseurs. Lorsqu'il répond à une telle réclamation, le service Energie-Info informe donc le consommateur sur ses démarches et sur ses droits, et peut l'orienter vers le MNE<sup>50</sup>, vers la Direction de la concurrence, de la consommation et de la répression des fraudes<sup>51</sup> ou vers la juridiction compétente.

## 4.2 La protection des clients vulnérables

Des dispositions sociales en vue de la protection des consommateurs vulnérables (exclusivement des clients particuliers et non des entreprises) ont été prises 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.

### 4.2.1 Electricité

Le décret du 20 juin 2001<sup>52</sup> instaure un dispositif permettant de « préserver ou garantir l'accès à l'électricité » des personnes en situation de précarité. Ce décret a été complété par le décret du 10 août 2005 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés. Il a été abrogé par le décret du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayé des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau.

Les consommateurs en difficulté peuvent bénéficier d'un service de maintien de l'énergie et d'une aide au paiement des factures en liaison avec les services sociaux, à travers le Fonds de solidarité pour le logement (FSL).

La loi du 15 avril 2013 a interdit les interruptions de fournitures pour impayés entre le 1<sup>er</sup> novembre et le 15 mars, y compris par résiliation de contrat. Seules des réductions de puissance seront possibles pendant cette période sauf pour les consommateurs bénéficiaires

---

<sup>50</sup> Le MNE est chargé d'examiner les réclamations des consommateurs et de recommander des solutions aux litiges relatifs à l'exécution des contrats de fourniture d'électricité ou de gaz naturel.

<sup>51</sup> La Direction de la concurrence, de la consommation et de la répression des fraudes du Ministère de l'économie, de l'industrie et de l'emploi est compétente pour sanctionner les infractions au code de la consommation.

<sup>52</sup> Décret n°2001-531 du 20 juin 2001 relatif à l'aide aux personnes en situation de précarité pour préserver ou garantir leur accès à l'électricité.

du tarif social. Le décret du 13 août 2008<sup>53</sup> a été modifié pour prendre en compte ces modifications.

Le décret du 8 avril 2004 modifié<sup>54</sup> définit la « tarification spéciale de l'électricité comme produit de première nécessité » (TPN) :

- Les consommateurs à faibles revenus peuvent disposer une réduction de la facture en fonction de la puissance souscrite et du nombre de personnes composant le foyer.
- Par ailleurs, les bénéficiaires ont droit à la gratuité de la mise en service et à une réduction de 80% des frais de déplacement pour impayés.

Le décret du 6 mars 2012<sup>55</sup> modifiant le décret du 8 avril 2004 vise à automatiser les procédures d'attribution du tarif spécial de l'électricité comme produit de première nécessité et prolonge de six mois le bénéfice du tarif de première nécessité (TPN) au-delà de la fin des droits à la couverture maladie universelle complémentaire (CMU-C).

Par arrêté du 21 décembre 2012 portant modification de l'annexe au décret du 8 avril 2004, le montant des ressources permettant de bénéficier du TPN a été remplacé par celui ouvrant droit à l'aide au paiement d'une assurance complémentaire de santé (ACS).

La loi du 15 avril 2013 a modifié l'article L. 121-5 du code de l'énergie. Désormais tous les fournisseurs d'électricité autorisés à exercer l'activité d'achat pour revente peuvent proposer le TPN à leurs clients.

Par ailleurs, la loi du 15 avril 2013 a étendu les critères d'éligibilité en introduisant un critère de revenu fiscal de référence par part. Le fichier des ayants droit est désormais établi à partir d'information provenant des organismes maladie et de l'administration fiscale. Elle a également étendu le TPN aux gestionnaires de résidences sociales, au sens de l'article L.633-1 du code de l'habitation et de la construction.

Le décret du 15 novembre 2013 portant l'application de la loi du 15 avril 2013<sup>56</sup> a remplacé les réductions accordées aux clients bénéficiant du TPN par une remise forfaitaire dépendant de la composition du foyer et de l'abonnement souscrit.

Environ 1,7 millions de foyers bénéficiaient du TPN fin 2013 pour 4 millions de foyers bénéficiaires potentiels.

Les coûts supportés par les fournisseurs appliquant le TPN, à savoir les fournisseurs historiques (EDF, Electricité de Mayotte et les entreprises locales de distribution), font l'objet d'une compensation par la contribution au service public de l'électricité (CSPE). Le coût prévisionnel du dispositif est évalué à 350,3 M€ pour 2014, y compris les coûts de gestion.

#### **4.2.2 Gaz**

Les consommateurs en difficulté peuvent bénéficier d'un service de maintien de l'énergie et d'une aide au paiement des factures en liaison avec les services sociaux, via le FSL.

La loi du 15 avril 2013 a interdit, comme en électricité, les interruptions de fournitures pour impayés entre le 1er novembre et le 15 mars, y compris par résiliation de contrat. Le décret du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau a été modifié pour prendre en compte ces modifications.

---

<sup>53</sup> Décret n°2008-780 du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau.

<sup>54</sup> Décret n°2004-325 du 8 avril 2004 relatif à la tarification spéciale de l'électricité comme produit de première nécessité.

<sup>55</sup> Décret n°2012-309 du 6 mars 2012 relatif à l'automatisation des procédures d'attribution des tarifs sociaux de l'électricité et du gaz naturel.

<sup>56</sup> Décret n°2013-1031 du 15 novembre 2013 portant extension à de nouveaux bénéficiaires des tarifs sociaux de l'électricité et du gaz naturel.

La loi du 7 décembre 2006 prévoit que 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 décret du 13 août 2008 relatif à la fourniture de gaz naturel au tarif spécial de solidarité<sup>57</sup> précise les modalités de mise en œuvre du TSS :

- Le TSS peut être proposé par l'ensemble des fournisseurs de gaz auprès des consommateurs ayant droit au TPN ;
- 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 ;
- A l'instar du 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.

L'arrêté du 22 décembre 2011 portant modification de l'annexe au décret du 13 août 2008 a augmenté de 10% les déductions et versements forfaitaires.

Le décret du 6 mars 2012 modifiant le décret du 13 août 2008 vise à automatiser les procédures d'attribution du tarif social du gaz naturel et prolonge de six mois le bénéfice du TSS au-delà de la fin des droits CMU-C.

Par arrêté du 21 décembre 2012 portant modification de l'annexe au décret du 13 août 2008, le montant des ressources permettant de bénéficier du TSS a été remplacé par celui ouvrant droit à l'aide au paiement d'une assurance complémentaire de santé, dite ACS.

Les critères d'attribution du TSS ont été modifiés par la loi du 15 avril 2013 dans les mêmes termes que pour le TPN.

Environ 680 000 foyers bénéficiaient du TSS fin 2013 pour environ 1 600 000 foyers bénéficiaires potentiels.

Les fournisseurs qui appliquent le TSS supportent des charges composées des pertes de recettes et des coûts de gestion spécifiques. La compensation de ces charges est financée par une contribution unitaire payée par tous les fournisseurs de gaz sur chaque MWh facturé. Le montant de cette contribution est fixé par arrêté ministériel, sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie. Les modalités du mécanisme de compensation sont précisées dans le décret du 13 août 2008. Les charges prévisionnelles pour 2014, incluant les coûts de gestion, s'élèvent à 113,5 M€.

L'arrêté du 21 mars 2014 portant modification de l'annexe au décret du 13 août 2008 a augmenté les déductions et versements forfaitaires pour compenser en totalité l'instauration de la contribution climat énergie prévue à l'article 32 de la loi du 29 décembre 2013 de finances pour 2014. Les augmentations étant comprises entre 2,7% et 38,9% en fonction des usages qui sont fait du gaz et du nombre de personnes composant le foyer. Le montant de la déduction forfaitaire pour des gestionnaires de résidences sociales est augmenté de 38,9%.

---

<sup>57</sup> Décret n°2008-778 du 13 août 2008 relatif à la fourniture de gaz naturel au tarif spécial de solidarité.

### 4.3 Le règlement de différends

La question de la compétence du Comité de règlement des différends et des sanctions de la CRE (CoRDIS) est souvent l'objet de débats entre les parties. Il convient donc de rappeler que le CoRDIS n'est compétent qu'en cas de différend :

- entre les gestionnaires et les utilisateurs des réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité ;
- entre les opérateurs et les utilisateurs des ouvrages de transport et de distribution de gaz naturel ;
- entre les exploitants et les utilisateurs des installations de stockage de gaz naturel ou entre les exploitants et les utilisateurs des installations de gaz naturel liquéfié ;
- entre les exploitants et les utilisateurs des installations de transport et de stockage géologique de dioxyde de carbone.

Ces différends peuvent porter sur l'accès aux réseaux, ouvrages et installations ou à leur utilisation, notamment en cas de refus d'accès ou de désaccord sur la conclusion, l'interprétation ou l'exécution des contrats relatifs au raccordement.

#### 4.3.1 Clarification de l'étendue de la compétences du CoRDIS

Dans sa décision du 22 avril 2013 relatif à un différend opposant la société TSE à la société ERDF, le CoRDIS a eu l'occasion de rappeler qu'en vertu des dispositions du code de l'énergie, il n'est compétent pour connaître que des seules demandes de règlement de différend liées à l'accès ou à l'utilisation des réseaux publics opposant un gestionnaire de réseau à un utilisateur.

La société TSE avait saisi le comité d'un différend opposant Monsieur Jean-Marie Mougel, dont elle est le mandataire, à la société ERDF. Monsieur Mougel indiquait développer un projet de centrale photovoltaïque sur le territoire de la commune de Montagnieu dans l'Isère, la société ERDF ayant considéré que ce projet était concerné par les dispositions du décret du 9 décembre 2010.<sup>58</sup>

Le CoRDIS a relevé, outre que le mandat dont bénéficiait la société TSE ne l'habilitait pas à le saisir, que cette dernière, en tant que simple intermédiaire, n'avait pas, par ailleurs, la qualité d'utilisateur du réseau public d'électricité.

Dans sa décision du 8 juillet 2013 relatif au différend opposant la société JCV Ecology à la société EDF, le CoRDIS a par ailleurs rappelé les limites de sa compétence. Il a en effet estimé que la société JCV Ecology ayant conclu, sans réserve, un contrat de raccordement, d'accès et d'exploitation avec la société EDF et les installations étant désormais en service, le différend était devenu sans objet.

De même, dans sa décision du 26 septembre 2013 opposant les sociétés Domaine de Castelcerf et ERDF, le comité a rappelé qu'il n'était pas compétent pour connaître des demandes relatives au bénéfice de l'obligation d'achat de l'électricité produite à partir de sources d'énergie renouvelables aux conditions tarifaires fixées par l'arrêté du 12 janvier 2010. Dans le cadre de ce différend portant sur les conditions d'achat de l'électricité produite par deux installations de production photovoltaïque, la société Domaine de Castelcerf demandait également au CoRDIS la mise en attente des règlements des soldes des propositions techniques et financières et le remboursement des acomptes versés. Ces

---

<sup>58</sup> Décret n°2010-1510 du 9 décembre 2010 suspendant l'obligation d'achat de l'électricité produite par certaines installations utilisant l'énergie radiative du soleil, dit décret « moratoire ».

demandes ne relevant pas de l'exécution des conventions de raccordement, le comité s'est déclaré incompétent.

La cour d'appel de Paris, dans deux arrêts du 12 septembre 2013, sociétés Bamysol Guadeloupe et Sineos, a confirmé l'analyse du comité en considérant que les demandes des sociétés relatives au bénéfice de l'obligation d'achat aux conditions tarifaires fixées par l'arrêté du 12 janvier 2010, « *ne relèvent pas de la compétence du CoRDIS telle que définie par les dispositions de l'article L. 134-19 du code de l'énergie* ».

#### **4.3.2 Précision de la procédure applicable devant le CoRDIS**

Dans sa décision du 3 juillet 2013 relatif au différend opposant la société Solagri Energies à la société ERDF, le comité a rappelé que la demande de règlement de différend d'une société doit comporter un extrait de moins de trois mois du registre du commerce et des sociétés, en application des dispositions de l'article 7 de son règlement intérieur. Dans cette affaire, la société Solagri Energies ayant produit, en cours de procédure, un tel extrait, le comité a estimé que sa demande était recevable.

Le comité a également rappelé la règle applicable devant lui en matière de clôture de l'instruction dans sa décision du 9 septembre 2013 opposant les sociétés Belectric et ERDF. L'article 8 de son règlement intérieur prévoit que « *si le délai le permet, l'instruction se poursuit jusqu'à la date d'envoi de la lettre de convocation à la séance du comité qui délibérera sur la demande* ». Le comité a ainsi écarté des débats un mémoire enregistré après la clôture de l'instruction.

Dans une décision du 9 septembre 2013 opposant Monsieur François Delor à la société ERDF, le comité a écarté une pièce des débats estimant que la décision de justice britannique produite par le demandeur n'était pas rédigée en français et n'avait pas non plus fait l'objet d'une traduction et dès lors contrevenait aux dispositions de l'article 7 du règlement intérieur du comité.

Enfin, dans le prolongement de la décision du 8 juillet 2011 opposant la société JL Energy à la société ERDF, le comité a, dans sa décision du 20 novembre 2013, rappelé que la production d'un extrait Kbis attestant de l'existence légale d'une société était nécessaire à la recevabilité de la saisine. Dans ce différend opposant les sociétés Esconergie et ERDF, la saisine a été déclarée irrecevable puisqu'aucun extrait du registre du commerce et des sociétés n'avait été produit lors de la clôture des débats, et cela en dépit de la demande qui lui avait été faite par le comité.

#### **4.3.3 Application des dispositions du décret dit « moratoire »**

Dans sa décision du 9 septembre 2013, le comité était saisi d'un différend opposant les sociétés Mondonnet et Neasol à la société ERDF, la société ERDF n'ayant délivré aucune proposition technique et financière après avoir considéré que la demande de raccordement de la société Mondonnet était complète le 24 septembre 2010.

La société Mondonnet demandait au comité de constater le manquement de la société ERDF à sa procédure de traitement des demandes de raccordement.

Le comité a estimé que le délai de trois mois dont disposait la société ERDF pour délivrer une proposition technique et financière n'étant pas expiré à la date d'entrée en vigueur du décret « moratoire », le 10 décembre 2010, aucun manquement ne pouvait être constaté à l'encontre de la société ERDF, laquelle était tenue d'appliquer les dispositions de ce décret.

Dans sa décision du 3 juillet 2013 opposant les sociétés Solagri Energies et ERDF, le comité a précisé plus encore son interprétation des dispositions du décret « moratoire ». La société ERDF a adressé le 10 décembre 2010 à la société Solagri Energies une proposition technique

et financière, alors que la demande de raccordement de cette dernière avait été considérée comme complète le 27 août 2010.

Le comité a considéré que la circonstance que la société ERDF ait adressé tardivement la proposition technique et financière à la société Solagri Energies était sans incidence sur l'application du décret et notamment de son article 5 imposant le dépôt d'une nouvelle demande de raccordement.

Toutefois, le comité a constaté que la société ERDF n'avait pas respecté le délai de trois mois pour l'instruction de la demande de raccordement de la société Solagri Energies, délai qu'il ne lui appartenait pas d'écarter en l'absence d'illégalité manifeste. Le comité a dès lors pu en déduire que la société ERDF devait être regardée comme ayant méconnu sa propre procédure de traitement des demandes de raccordement.

A cet égard, il convient de relever que la Cour de cassation, dans son arrêt du 7 janvier 2014 dit « GAEC de Saint Doué », a jugé qu'« après avoir constaté que le GAEC n'avait reçu aucune proposition technique et financière, la cour d'appel a retenu que la société ERDF avait manqué à l'obligation qui s'imposait à elle, en vertu de l'article 8.2.1 de sa documentation technique de référence, de transmettre une telle proposition dans un délai n'excédant pas trois mois ; qu'ayant ainsi constaté un manquement de la société ERDF susceptible, sous réserve de l'application du décret du 9 décembre 2010, de fonder la demande du GAEC, la cour d'appel a pu rejeter le moyen faisant grief au CoRDIS d'avoir constaté un tel manquement ».

#### **4.3.4 Interprétation de la notion de solution de raccordement de référence**

Dans sa décision du 22 octobre 2012, le CoRDIS avait décidé que la solution de raccordement de référence est celle qui, conformément aux dispositions de l'arrêté du 28 août 2007, minimise la somme des coûts de réalisation des ouvrages de branchement et d'extension et qu'ainsi les coûts de réalisation des travaux de renforcement comme les délais de réalisation ne pouvaient être pris en compte.

Dans sa décision du 8 juillet 2013 opposant les sociétés Ferme éolienne de Hauteville 3 et ERDF, le comité a maintenu son interprétation des dispositions de l'arrêté du 28 août 2007.

Il faut ici rappeler qu'en application des dispositions de l'article L 341-2 du code de l'énergie et de l'article 2 du décret du 28 août 2007, l'article 1<sup>er</sup> de l'arrêté du 28 août 2007 précise qu'une « opération de raccordement est un ensemble de travaux sur le réseau public de distribution et, le cas échéant, sur les réseaux publics d'électricité auquel ce dernier est interconnecté :

- nécessaire et suffisant pour satisfaire l'évacuation ou l'alimentation en énergie électrique des installations du demandeur à la puissance de raccordement demandée ;
- qui emprunte un tracé techniquement et administrativement réalisable, en conformité avec les dispositions du cahier des charges de la concession ou du règlement de service de la régie ;
- et conforme au référentiel technique publié par le gestionnaire du réseau public de distribution.

L'opération de raccordement de référence représente l'opération de raccordement qui minimise la somme des coûts de réalisation des ouvrages de raccordement énumérés aux articles 1er et 2 du décret du 28 août 2007 susvisé, calculé à partir du barème mentionné à l'article 2 ».

Dans sa décision du 8 juillet 2013, le comité a ainsi estimé que les travaux de remplacement du tronçon aérien en contrainte ne pouvaient être mis à la charge du producteur en application de l'article 2 du décret du 28 août 2007. Il n'y avait donc pas lieu d'ajouter le coût de ces travaux aux solutions de raccordement proposées à la société Ferme éolienne de Hauteville 3 pour ses installations, pour procéder à la comparaison entre les solutions en présence.

Le comité a ajouté que les délais de réalisation n'ont pas à être pris en compte dans le cadre d'une telle comparaison, conformément aux dispositions de l'article 1<sup>er</sup> de l'arrêté du 28 août 2007.

De la même manière, dans sa décision du 3 juillet 2013 opposant les sociétés Retzvolts à ERDF, le comité a décidé que la solution décrite dans la proposition technique et financière consistant à doubler la ligne électrique existante, de préférence à l'usage de la faculté de modification de la prise à vide du transformateur, ne constituait pas l'opération de raccordement de référence au sens de l'article 1<sup>er</sup> de l'arrêté du 28 août 2007.

Enfin, le CoRDIS a estimé qu'il était possible de modifier la prise à vide du transformateur de distribution HTA pour permettre le raccordement de l'installation de production photovoltaïque sans le renforcement du réseau public de distribution en basse tension.

## Abréviations

<b>ACER</b>	<i>Agency for the Cooperation of Energy Regulators</i> (Agence de coopération des régulateurs de l'énergie)	<b>GRT</b>	Gestionnaire de réseau de transport
<b>ARENH</b>	Accès régulé à l'électricité nucléaire historique	<b>ITO</b>	<i>Independent Transmission Operator</i>
<b>ATRD</b>	Accès des tiers au réseau de distribution	<b>JORF</b>	Journal officiel de la République française
<b>ATRT</b>	Accès des tiers au réseau de transport	<b>MNE</b>	Médiateur national de l'énergie
<b>ATTM</b>	Accès des tiers aux terminaux méthaniers	<b>NGC</b>	NetConnect Germany (point d'échange de gaz en Allemagne)
<b>BAR</b>	Base d'actifs régulés	<b>NOME</b>	Nouvelle organisation du marché de l'électricité
<b>CAM</b>	<i>Capacity allocation mechanism</i> (mécanisme d'allocation de capacités)	<b>OSP</b>	<i>Open Subscription Period</i> (vente par guichet)
<b>CASC</b>	<i>Capacity Allocation Service Company</i> (plateforme d'enchères)	<b>OTC</b>	<i>Over-the-counter</i> (marché en gré-à-gré)
<b>CEER</b>	<i>Council of European Energy Regulators</i> (Conseil des régulateurs européens de l'énergie)	<b>PCE</b>	Point de comptage et d'estimation
<b>CMP</b>	<i>Congestion management procedures</i> (procédures de gestion des congestions)	<b>OU</b>	<i>Ownership unbundling</i>
<b>CoRDIS</b>	Comité de règlement des différends et des sanctions	<b>PACA</b>	Provence-Alpes-Côte-D'Azur
<b>CRE</b>	Commission de régulation de l'énergie	<b>PEG</b>	Point d'échange de gaz
<b>CRCP</b>	Compte de régulation des charges et des produits	<b>PITD</b>	Points d'Interface Transport Distribution
<b>CSPE</b>	Contribution au service public de l'électricité	<b>PIR</b>	Points d'interconnexion des réseaux en gaz
<b>CTA</b>	Contribution tarifaire d'acheminement	<b>PPI</b>	Programmation pluriannuelle des investissements
<b>ELD</b>	Entreprise locale de distribution	<b>R&amp;D</b>	Recherche et développement
<b>ENTSO-E</b>	<i>European Network of Transmission System Operators for Electricity</i> (Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport pour l'électricité)	<b>REMIT</b>	Règlement sur l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie
<b>ENTSO-G</b>	<i>European Network of Transmission System Operators for Gas</i> (Réseau	<b>TaRTAM</b>	Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché
		<b>TICGN</b>	Taxe intérieure de consommation sur le gaz naturel

	européen des gestionnaires de réseaux de transport pour le gaz)		
<b>EnR</b>	Sources d'énergie renouvelables	<b>TPN</b>	Tarif de première nécessité
<b>EVI</b>	Entreprise verticalement intégrée	<b>TRV</b>	Tarif réglementé de vente
		<b>TSS</b>	Tarif spécial de solidarité
<b>FSL</b>	Fonds de solidarité pour le logement	<b>TURPE</b>	Tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité
<b>GNL</b>	Gaz naturel liquéfié	<b>UBI</b>	<i>Use it and Buy-it</i>
<b>GRD</b>	Gestionnaire de réseau de distribution	<b>UIOLI</b>	<i>Use It or Lose It</i>