



Rapport transmis à la DG ENER  
Juillet 2010

# SOMMAIRE

<b>I .</b>	<b>Présentation de la Commission de régulation de l'énergie .....</b>	<b>1</b>
1	Principales missions.....	1
2	Principaux pouvoirs du Collège .....	1
3	Les services de la CRE .....	2
<b>II .</b>	<b>La régulation du marché de l'électricité .....</b>	<b>3</b>
1	Les échanges transfrontaliers d'énergie.....	3
1.1	Les initiatives régionales : des progressions différentes .....	3
1.2	Les moyens d'action en vue de l'intégration des marchés.....	5
2	La régulation de l'accès aux réseaux de transport et de distribution.....	11
2.1	Les tarifs d'accès aux réseaux .....	11
2.2	L'ajustement .....	16
2.3	Les principes de dissociation comptable.....	20
2.4	Indépendance des gestionnaires de réseaux publics .....	22
<b>III .</b>	<b>Le fonctionnement du marché français de l'électricité .....</b>	<b>25</b>
1	Le marché de gros .....	25
1.1	Production - consommation.....	25
1.2	Les prix de marché day-ahead .....	26
1.3	Les marchés organisés.....	27
1.4	Le marché OTC .....	28
1.5	Le négoce transfrontalier .....	29
2	Le marché de détail.....	37
2.1	Les consommateurs.....	37
2.2	Les parts de marché .....	38
2.3	Les fournisseurs .....	39
2.4	Les gestionnaires de réseaux .....	40
2.5	Le changement de fournisseur .....	40
2.6	Les prix de détail.....	42
2.7	Les questions et les réclamations des consommateurs.....	44
2.8	Relations contractuelles entre les clients et les fournisseurs .....	46
3	Abus de position dominante .....	49
3.1	Marché de gros .....	49
4	Actions pour abus de position dominante .....	51
4.1	L'affaire Gaz et Electricité de Grenoble (GEG).....	51
<b>IV .</b>	<b>La régulation du marché du gaz naturel .....</b>	<b>53</b>
1	Le développement des initiatives régionales dans le gaz .....	53
2	Gestion et allocation de la capacité d'interconnexion .....	56
2.1	Les congestions sur le réseau de transport.....	56
2.2	Mécanismes visant à faire face à la congestion.....	57

3	La régulation des activités des sociétés de transport et de distribution .....	62
3.1	Nombre de gestionnaires de réseaux .....	62
3.2	Les tarifs d'accès aux réseaux .....	65
3.3	L'équilibrage .....	71
3.4	Les principes de dissociation comptable .....	74
3.5	Indépendance des gestionnaires de réseaux publics .....	76
<b>V . Le fonctionnement du marché français du gaz.....</b>		<b>79</b>
1	Le marché de gros .....	79
1.1	Etat des lieux .....	79
1.2	La crise financière a impacté la structure d'approvisionnement des acteurs .....	80
1.3	Les marchés organisés.....	82
1.4	Le marché OTC .....	82
1.5	Les livraisons aux PEGs.....	83
2	Le marché de détail.....	84
2.1	Les consommateurs.....	84
2.2	Les parts de marché .....	85
2.3	Les fournisseurs .....	87
2.4	Les gestionnaires de réseaux .....	88
2.5	Le changement de fournisseur .....	88
2.6	Les prix de détail.....	90
2.7	Questions et les réclamations.....	92
3	Mesures visant à éviter les abus de position dominante .....	94
3.1	Marché de gros .....	94
3.2	Marché de détail.....	95
<b>VI . Sécurité de l'approvisionnement .....</b>		<b>98</b>
1	Electricité .....	98
1.1	La situation actuelle.....	98
1.2	Les projets d'infrastructures .....	102
2	Gaz .....	105
2.1	La situation actuelle.....	105
2.2	Les projets d'infrastructures .....	111
<b>VII . Questions relatives au service public .....</b>		<b>115</b>
1	Résumé des dispositions applicables .....	115
1.1	pour la mise en œuvre d'un système d'étiquetage .....	115
1.2	pour l'application des critères visés à l'annexe A des directives.....	115
1.3	pour le traitement des clients vulnérables .....	116
1.4	pour la fourniture de secours .....	117
2	La réglementation des prix appliqués à l'utilisateur final.....	117
2.1	Electricité.....	121
2.2	Gaz .....	121

## Liste des tableaux

<b>TABLEAU N°1 : LE PRIX DES ECARTS</b>	<b>19</b>
<b>TABLEAU N°2 : STRUCTURE DU MARCHE FRANÇAIS</b>	<b>26</b>
<b>TABLEAU N°3 : DIFFERENTIEL MOYEN ENTRE LES OFFRES A L'ACHAT ET LES OFFRES A LA VENTE</b>	<b>28</b>
<b>TABLEAU N°4 : CAPACITES D'IMPORT ET D'EXPORT ENTRE LA FRANCE ET LES PAYS VOISINS EN 2009(EN MW)</b>	<b>29</b>
<b>TABLEAU N°5 : CORRELATIONS DES PRIX ENTRE LA FRANCE ET LES PAYS VOISINS (SPOTJ+1)</b>	<b>30</b>
<b>TABLEAU N°6 : ECART DE PRIX MOYEN ENTRE LA FRANCE ET LES PAYS VOISINS (SPOTJ+1)</b>	<b>31</b>
<b>TABLEAU N°7 : ECART DE PRIX MOYEN ENTRE LA FRANCE ET LES PAYS VOISINS (FORWARD ANNUEL Y+1)</b>	<b>31</b>
<b>TABLEAU N°8 : REPARTITION DE LA CONSOMMATION ANNUELLE DES CONSOMMATEURS FINALS PAR TYPE DE SITE (AU 31 DECEMBRE 2009)</b>	<b>37</b>
<b>TABLEAU N°9 : REPARTITION DE LA CONSOMMATION ANNUELLE DES CONSOMMATEURS FINALS (AU 31 DECEMBRE 2009)</b>	<b>37</b>
<b>TABLEAU N°10 : PARTS DE MARCHE (AU 31 DECEMBRE 2009)</b>	<b>38</b>
<b>TABLEAU N°11 : PARTS DE MARCHE DES 3 FOURNISSEURS HISTORIQUES LES PLUS SIGNIFICATIFS (AU 31 DECEMBRE 2009)</b>	<b>39</b>
<b>TABLEAU N°12 : PARTS DE MARCHE DES 3 FOURNISSEURS ALTERNATIFS LES PLUS SIGNIFICATIFS (EN NOMBRE DE SITES AU 31 DECEMBRE 2009)</b>	<b>39</b>
<b>TABLEAU N°13 : TAUX DE SWITCH EN 2009</b>	<b>42</b>
<b>TABLEAU N°14 : FACTURE AUX TARIFS REGLEMENTES DE VENTE D'ELECTRICITE AU 31 DECEMBRE 2009</b>	<b>42</b>
<b>TABLEAU N°15 : FRACTION DE CAPACITE FERME ANNUELLE RESTITUABLE POUR CHAQUE PEG</b>	<b>58</b>
<b>TABLEAU N°16 : TABLEAU RECAPITULATIF DES INFORMATIONS DEMANDEES PAR LA DG ENER</b>	<b>77</b>
<b>TABLEAU N° 17 : IMPORTATIONS, EXPORTATIONS, ET PRODUCTION DE GAZ PAR ZONES</b>	<b>79</b>
<b>TABLEAU N°18 : REPARTITION DE LA CONSOMMATION ANNUELLE DES CONSOMMATEURS FINALS (AU 31 DECEMBRE 2009)</b>	<b>84</b>
<b>TABLEAU N°19 : PARTS DE MARCHE EN NOMBRE DE SITES DES 3 FOURNISSEURS LES PLUS SIGNIFICATIFS (AU 31 DECEMBRE 2009)</b>	<b>85</b>
<b>TABLEAU N°20 : PARTS DE MARCHE EN NOMBRE DE SITES DES 3 FOURNISSEURS HISTORIQUES LES PLUS SIGNIFICATIFS (AU 31 DECEMBRE 2009)</b>	<b>86</b>
<b>TABLEAU N°21 : PARTS DE MARCHE EN NOMBRE DE SITES DES 3 FOURNISSEURS ALTERNATIFS LES PLUS SIGNIFICATIFS (AU 31 DECEMBRE 2009)</b>	<b>86</b>
<b>TABLEAU N°22 : PARTS DE MARCHE EN CONSOMMATION ANNUELLE 3 FOURNISSEURS LES PLUS SIGNIFICATIFS (AU 31 DECEMBRE 2009)</b>	<b>86</b>
<b>TABLEAU N°23 : PARTS DE MARCHE EN CONSOMMATION ANNUELLE DES 3 FOURNISSEURS HISTORIQUES LES PLUS SIGNIFICATIFS (AU 31 DECEMBRE 2009)</b>	<b>87</b>
<b>TABLEAU N°24 : PARTS DE MARCHE EN CONSOMMATION ANNUELLE DES 3 FOURNISSEURS ALTERNATIFS LES PLUS SIGNIFICATIFS (AU 31 DECEMBRE 2009)</b>	<b>87</b>
<b>TABLEAU N°25 : TAUX DE SWITCH EN 2009 (FLUX CONSTATES ENTRE LE 1ER JANVIER 2009 ET LE 31 DECEMBRE 2009).</b>	<b>90</b>
<b>TABLEAU N°26 : FACTURE AUX TARIFS REGLEMENTES DE VENTE DE GDF SUEZ AU 31 DECEMBRE 2009 (€/MWH)</b>	<b>91</b>

<b>TABLEAU N°27 : LE MIX DE PRODUCTION ELECTRIQUE DE LA FRANCE (SOURCE : DONNEES PUBLIQUES DE RTE)</b>	<b>99</b>
<b>TABLEAU N°28 : LE PARC ELECTRIQUE INSTALLEE PAR SOURCE EN FRANCE (DONNEES PUBLIQUES DE RTE)</b>	<b>99</b>
<b>TABLEAU N°29 : L'ADEQUATION DU SYSTEME ET LE CRITERE DE SECURITE (SOURCE : PREVISIONS DE RTE)</b>	<b>102</b>
<b>TABLEAU N°30 : BILAN PHYSIQUE DU MARCHÉ FRANÇAIS EN 2008 EN COMPARAISON AVEC 2007 (EN TWH ET EN MTEP)</b>	<b>105</b>
<b>TABLEAU N°31 : VOLUMES DE GAZ UTILE EN % ET EN TWH DU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2007 AU 1<sup>ER</sup> OCTOBRE 2009</b>	<b>108</b>
<b>TABLEAU N°32 : PRINCIPAUX PROJETS D'INFRASTRUCTURES GAZ (2009-2018)</b>	<b>112</b>

## Liste des illustrations

<b>FIGURE N° 1 : ÉVOLUTION DES PARTS DE MARCHÉ MENSUELLES POUR L'ÉNERGIE D'AJUSTEMENT A LA HAUSSE (EN %)</b>	<b>17</b>
<b>FIGURE N° 2 : ÉVOLUTION DES PARTS DE MARCHÉ MENSUELLES POUR L'ÉNERGIE D'AJUSTEMENT A LA BAISSÉ (EN %)</b>	<b>18</b>
<b>FIGURE N° 3 : ÉVOLUTION DES PRIX MOYENS PONDERES MENSUELS SUR LE MECANISME D'AJUSTEMENT FRANÇAIS ET DU PRIX DU MARCHÉ POWERNEXT (EN €/MWH)</b>	<b>20</b>
<b>FIGURE N° 4 : TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – ALLEMAGNE EN 2009</b>	<b>32</b>
<b>FIGURE N° 5 : TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – BELGIQUE EN 2009</b>	<b>33</b>
<b>FIGURE N° 6 : TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – GRANDE-BRETAGNE EN 2009</b>	<b>34</b>
<b>FIGURE N° 7 : TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – ESPAGNE EN 2009</b>	<b>35</b>
<b>FIGURE N° 8 : TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – ITALIE EN 2009</b>	<b>35</b>
<b>FIGURE N° 9 : TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – SUISSE EN 2009</b>	<b>36</b>
<b>FIGURE N° 10 : TYPOLOGIE DES SITES DE FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ AU 31 DECEMBRE 2009</b>	<b>38</b>
<b>FIGURE N° 11 : ÉNERGIE CONCERNÉE PAR LES QUESTIONS &amp; RECLAMATIONS DE CONSOMMATEURS (ÉLECTRICITÉ / GAZ / ÉLECTRICITÉ &amp; GAZ)</b>	<b>46</b>
<b>FIGURE N° 12 : RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL, TERMINAUX METHANIERES, STOCKAGES SOUTERRAINS ET ENTREPRISES LOCALES DE DISTRIBUTIONS</b>	<b>63</b>
<b>FIGURE N° 13 : VOLUME DES LIVRAISONS NETTES DE GAZ SUR LE MARCHÉ DE GROS FRANÇAIS</b>	<b>83</b>
<b>FIGURE N° 14 : TYPOLOGIE DES SITES DE FOURNITURE DE GAZ AU 31 DECEMBRE 2009</b>	<b>85</b>
<b>FIGURE N° 15 : ÉNERGIE CONCERNÉE PAR LES QUESTIONS &amp; RECLAMATIONS DE CONSOMMATEURS (ÉLECTRICITÉ / GAZ / ÉLECTRICITÉ &amp; GAZ)</b>	<b>93</b>
<b>FIGURE N° 16 : PROJETS DE CENTRALES DE PRODUCTION DE PLUS DE 100 MW ANNONCÉES EN FRANCE</b>	<b>100</b>
<b>FIGURE N° 17 : LOCALISATION DES GROUPEMENTS DE STOCKAGE ; CAPACITÉS, INJECTIONS ET SOUTIRAGES</b>	<b>106</b>
<b>FIGURE N° 18 : ÉVOLUTION TARIFAIRES DE GDF SUEZ (BASE 100 JANVIER 2007)</b>	<b>123</b>

## Liste des encadrés

<b>ENCADRE N°1 : ETAT D'AVANCEMENT DE LA REGION CENTRE-OUEST</b>	<b>4</b>
<b>ENCADRE N°2 : ETAT D'AVANCEMENT DE LA REGION CENTRE-SUD</b>	<b>4</b>
<b>ENCADRE N°3 : ETAT D'AVANCEMENT DE LA REGION SUD-OUEST</b>	<b>4</b>
<b>ENCADRE N°4 : ETAT D'AVANCEMENT DE LA REGION FRANCE – ROYAUME-UNI – IRLANDE</b>	<b>5</b>
<b>ENCADRE N°5 : EVALUATION DE LA GESTION DES CONGESTIONS AUX INTERCONNEXIONS EN 2009</b>	<b>7</b>
<b>ENCADRE N°6 : ÉTAT D'AVANCEMENT DES TRAVAUX DE LA REGION NORD-OUEST (ALLEMAGNE, BELGIQUE, DANEMARK, FRANCE, GRANDE-BRETAGNE, IRLANDE, PAYS-BAS ET SUEDE)</b>	<b>54</b>
<b>ENCADRE N°7 : ÉTAT D'AVANCEMENT DES TRAVAUX DE LA REGION SUD (ESPAGNE, FRANCE, PORTUGAL)</b>	<b>56</b>

## Message du Collège



L'année 2010 marque les dix ans d'existence de la Commission de régulation de l'énergie.

À cette occasion, la CRE a souhaité engager et coordonner la réflexion sur les réseaux électriques du futur en organisant le premier colloque de grande ampleur en France sur ce sujet stratégique. Plus réactifs et communicants que les systèmes actuels, les réseaux électriques intelligents ou *smart grids* permettront de répondre aux défis que constituent l'intégration de la production électrique d'origine renouvelable, la maîtrise de la demande énergétique, la gestion de la pointe de consommation, le développement de l'usage de la voiture électrique et, naturellement, l'ouverture des marchés.

Cet anniversaire est également l'occasion de faire un point d'étape sur l'état de l'ouverture des marchés du gaz et de l'électricité. Ceux-ci restent dominés par les tarifs réglementés de vente. En effet, au 31 décembre 2009, 94 % des sites toutes catégories confondues représentant 65 % de la consommation (82 % en tenant compte du TaRTAM) sont aux tarifs réglementés en électricité et 88 % des sites représentant 52 % de la consommation pour le gaz. Toutefois, le nombre de clients résidentiels ayant quitté les tarifs réglementés a doublé en 2009 sur le marché de l'électricité et augmenté d'un tiers sur le marché du gaz. Si l'ouverture des marchés est progressive, elle devrait encore s'accélérer.

Ainsi, dans le secteur du gaz, les engagements pris par GDF SUEZ auprès de la Commission européenne de limiter à 50 % sa part des capacités de long terme d'entrée de gaz en France, à partir de 2014 et pour une durée de dix ans, constituent des signaux positifs qui élargiront les possibilités de choix pour les consommateurs.

Grâce aux bouleversements qu'a connus récemment le marché du gaz du fait de l'entrée en production de gaz non conventionnels, les consommateurs devraient bénéficier de prix du gaz plus favorables que ceux qui découlent des contrats long terme indexés sur les prix pétroliers. Toutefois, pour bénéficier de ces opportunités et pour garantir la sécurité d'approvisionnement, il est nécessaire de continuer à investir dans les infrastructures gazières à l'échelle nationale et européenne.

De même, le projet de loi sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité, dit NOME, vise à placer les concurrents d'EDF dans des conditions économiques plus favorables qu'aujourd'hui, en prévoyant un droit d'accès régulé au parc nucléaire historique.

Si l'ouverture des marchés se poursuit en Europe, les marchés nationaux demeurent encore trop isolés. Parvenir à un marché unique européen de l'énergie, à la fois compétitif, durable et dont la sécurité d'approvisionnement soit assurée, est un objectif aujourd'hui loin d'être atteint. L'un des principaux obstacles à la construction d'un marché unique européen de l'énergie réside dans les limites des interconnexions entre les réseaux. Le développement de ces interconnexions ainsi que le renforcement de la coopération entre gestionnaires de réseaux sont essentiels car ils concourent, d'une part, à une meilleure sécurité d'approvisionnement et, d'autre part, au bon fonctionnement des marchés en favorisant les échanges internationaux. Les interconnexions permettent en outre de bénéficier de la complémentarité des parcs de production électriques, de minimiser les coûts de production et de réduire les émissions de CO<sub>2</sub>. C'est pourquoi leur développement est une priorité.

L'année 2010 ouvre de nouvelles perspectives afin de pallier, au moins partiellement, certaines de ces insuffisances et de donner un nouvel élan à la construction du marché intérieur au bénéfice du consommateur européen.

La mise en œuvre du 3<sup>e</sup> paquet énergie permettra de se rapprocher de l'objectif du marché unique avec la création de l'Agence de coopération des régulateurs européens (ACER) ou encore avec l'harmonisation par le haut des pouvoirs des régulateurs. Ils se voient attribuer notamment la certification de l'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport, pour garantir l'accès transparent et non discriminatoire à leurs réseaux.

Le 3<sup>e</sup> paquet énergie et la future loi sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité sont des vecteurs de dynamisme des marchés et d'amélioration de leur fonctionnement. La CRE joue un rôle majeur dans la mise en œuvre de ces réformes, qui vont modifier en profondeur le secteur de l'énergie en Europe et en France.

L'énergie a été le ferment de la construction européenne. C'est d'abord sur le fondement de ce que Robert Schuman appelait les « réalisations concrètes » dans ce secteur stratégique qu'a prospéré le projet européen. Aujourd'hui l'importance et la diversité des enjeux énergétiques justifient de faire de l'énergie une des grandes politiques européennes. Le traité de Lisbonne porte d'ailleurs en germe les éléments d'une politique ambitieuse en la matière

## **Avertissement**

En vertu de l'article 32 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000, transposant les articles 23.1 et 25.1 des directives 2003/54 et 2003/55, 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 3.9 de la directive 2003/54 et 3.6 de la directive 2003/55) et de sécurité d'approvisionnement (article 4 de la directive 2003/54 et article 5 de la directive 2003/55), la Commission de régulation de l'énergie détient des compétences partagées avec les ministres de l'économie et de l'énergie.



# **I. Présentation de la Commission de régulation de l'énergie**

## **1 Principales missions**

Plusieurs lois modifiées, dont essentiellement la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 et la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003, ont chargé la CRE des principales missions suivantes :

- veiller au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel ;
- garantir l'accès aux réseaux publics d'électricité, aux ouvrages de gaz naturel, aux installations de GNL et de stockage de gaz naturel ;
- veiller au bon fonctionnement et au développement des réseaux publics d'électricité, des ouvrages de gaz naturel des installations de GNL ;
- garantir l'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel ;
- garantir le financement des charges de service public de l'électricité ;
- rédiger et mettre en œuvre les cahiers des charges pour les appels d'offre de nouvelles capacités de production dans le cadre de la programmation pluriannuelle de la production d'électricité ;
- surveiller les transactions effectuées sur les marchés de gros, organisés ou non, ainsi que les échanges aux frontières (article 28 modifié de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000).

## **2 Principaux pouvoirs du Collège**

Les lois du 10 février 2000, du 3 janvier 2003, du 9 août 2004 et du 7 décembre 2006 ont octroyé, au Collège, les compétences suivantes :

- proposer les tarifs d'accès aux réseaux publics d'électricité et de gaz naturel et aux installations de GNL ;
- approuver le programme annuel d'investissement des gestionnaires de réseau de transport d'électricité (article 14 modifié de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000) et de gaz (article 21 modifié de la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003) ;
- mener des enquêtes et recueillir toutes les informations nécessaires à l'accomplissement des missions qui lui sont confiées ;
- donner un avis, notamment, sur tous les projets de règlements relatifs à l'accès ou à l'utilisation des réseaux publics d'électricité, des ouvrages de gaz naturel et des installations de GNL, sur les projets de tarifs réglementés ou sur les conditions d'achat de l'électricité dans le cadre de l'obligation d'achat, sur les conditions et méthodes de calcul des opérations de raccordement au réseau de distribution de gaz existant proposés au ministre par les gestionnaires de réseaux de distribution ;

- prendre des décisions réglementaires dans le secteur de l'électricité et du gaz dans plusieurs domaines :
  - les missions des gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution d'électricité et de gaz en matière d'exploitation et de développement des réseaux ;
  - les missions des gestionnaires des installations de gaz naturel liquéfié et celles des opérateurs de stockages souterrains de gaz naturel ;
  - les conditions de raccordement aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité et de gaz ;
  - les conditions d'accès aux réseaux et de leur utilisation ;
  - la mise en œuvre et l'ajustement des programmes d'appel, d'approvisionnement et de consommation, et la compensation financière des écarts ;
  - la conclusion de contrats d'achat et de protocoles par les gestionnaires de réseaux publics de transport ou de distribution ;
  - les périmètres de chacune des activités comptablement séparées, les règles d'imputation comptable appliquées pour obtenir les comptes séparés et les principes déterminant les relations financières entre ces activités ;

La CRE dispose également de compétences dans les domaines suivants :

- l'évaluation du montant des charges imputables au tarif spécial de solidarité du gaz ;
- l'approbation des règles d'allocation des capacités aux interconnexions électriques (cahier des charges de concession du réseau public de transport d'électricité<sup>1</sup>);
- l'approbation des modèles de contrat d'accès au réseau public de transport d'électricité (cahier des charges de concession du réseau public de transport d'électricité) ;
- l'approbation des procédures de traitement des demandes de raccordement au réseau public de transport d'électricité (cahier des charges de concession du réseau public de transport d'électricité).

### **3 Les services de la CRE**

En 2009, l'organisation de la CRE a connu deux évolutions: d'une part, le transfert du département de surveillance des marchés de gros de la Direction des marchés de l'électricité et du gaz (devenant la Direction du développement des marchés), à la Direction financière, (désormais appelée Direction des affaires financières et de la surveillance des marchés de gros) ; d'autre part, le transfert au médiateur national de l'énergie des personnels du service partagé Énergie-Info de la Direction des marchés de l'électricité et du gaz.

\*  
\* \*

---

<sup>1</sup> 3<sup>ème</sup> avenant en date du 30 octobre 2008 à la convention du 27 novembre 1958 et portant concession à RTE EDF Transport SA du réseau public de transport d'électricité

## II . La régulation du marché de l'électricité

*En application de l'article 23 - § 1, points a) à g) de la directive 2003-54-CE*

### 1 Les échanges transfrontaliers d'énergie

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).

Trois priorités ont été définies pour l'ensemble des sept régions :

- l'harmonisation et l'amélioration des méthodes de gestion des congestions aux interconnexions (calcul des capacités d'interconnexion disponibles et processus d'allocation de ces capacités) ;
- l'harmonisation de la transparence des marchés ;
- le développement des échanges d'énergie d'ajustement aux frontières.

#### 1.1 Les initiatives régionales : des progressions différentes

Les travaux liés à l'intégration des marchés se sont poursuivis en 2009. Ils ont été principalement marqués par :

- l'évolution des règles d'allocation des capacités de long terme par enchères explicites : des nouveaux jeux de règles ont été approuvés dans les quatre régions auxquelles la France participe ; la région Centre-ouest a mis en place un jeu de règles commun et harmonisé ;
- la mise en évidence de problèmes de compatibilité entre le projet de couplage de marché Centre-ouest et le couplage de marché par les volumes entre l'Allemagne et la région nord : la résolution de ces problèmes a entraîné un décalage du lancement du couplage Centre-ouest, dorénavant prévu pour septembre ou octobre 2010 ;
- le démarrage du mécanisme d'échanges d'ajustement entre les GRT anglais et français : le premier retour d'expérience montre une utilisation importante de ce mécanisme, un accroissement de la concurrence et un gain net pour les responsables d'équilibre de part et d'autre de l'interconnexion France – Angleterre.

Un groupe de travail – le *Project Coordination Group* – regroupant la majorité des parties prenantes a travaillé à l'élaboration de mécanismes cibles pour la gestion des interconnexions aux différentes échéances de temps ainsi que pour le calcul des capacités. Les résultats de ces travaux ont été présentés lors du Forum de Florence de Décembre 2009

Les réflexions continuent en 2010 avec la rédaction de *framework guidelines* par les régulateurs, en coordination avec l'ensemble des acteurs via le Ad Hoc Advisory Group. (2010)

### **Encadré n°1 : Etat d'avancement de la région Centre-Ouest**

L'année 2009 a été marquée par l'approbation et la mise en application dans la région Centre-Ouest du premier jeu de règles commun pour l'allocation des capacités d'interconnexion. Ce jeu de règles couvre l'ensemble des mises aux enchères explicites des capacités transfrontalières.

Par ailleurs, toutes les parties prenantes dans la région Centre-Ouest, ont poursuivi le travail pour étendre à l'Allemagne le couplage des marchés existant depuis novembre 2006 entre la France, la Belgique et les Pays-Bas. La fin de l'année 2009 a été marquée par le début d'une coopération étroite et nécessaire entre les acteurs du projet et EMCC, le couplage existant entre l'Allemagne et la région Nord. En effet, sans cette coordination, les deux projets présenteraient des incompatibilités qui nuiraient au bon fonctionnement des marchés.

### **Encadré n°2 : Etat d'avancement de la région Centre-Sud**

Dans la région Centre-Sud, un troisième jeu commun de règles d'allocation pour l'ensemble des frontières italiennes a été approuvé par l'ensemble des régulateurs concernés et est entré en vigueur fin 2009. Ce nouveau jeu prévoit l'allocation de capacités sur la frontière France-Italie par un même GRT (le GRT italien), plutôt qu'un GRT différent pour chaque direction (ce qui était le cas précédemment).

Les GRT et les régulateurs de la région, de la Suisse et de la région Centre-Ouest ont décidé d'étendre le périmètre de la plateforme CASC à l'ensemble des enchères explicites aux frontières suisses et italiennes. L'harmonisation des règles d'enchères explicites réalisés par CASC (couvrant les frontières italiennes, suisses et de CWE, soit douze interconnexions) est prévue pour fin 2011.

### **Encadré n°3 : Etat d'avancement de la région Sud-Ouest**

Dans la région Sud-Ouest, un nouveau jeu commun de règles d'allocation des capacités de l'interconnexion France – Espagne est rentré en application le 1er juin 2009. Ce nouveau jeu de règles met en place la proposition des régulateurs d'indemniser les réductions de capacités allouées à long terme au différentiel de prix (avec des plafonds).

Suite à l'annonce des bourses d'échanges OMEL, EPEX Spot et NordPool Spot de coopérer pour la mise en place un couplage de marché via le prix, les régulateurs de la région ont affirmé leur soutien et invité toutes les parties prenantes et en particulier les gestionnaires de réseaux à s'associer à ce projet.

Au cours de l'année 2009, les gestionnaires de réseaux ont analysé en détail les différences existant entre leur mécanisme d'ajustement respectif. Ils ont ainsi pu lister les changements à opérer pour développer une plate-forme d'échange d'offre d'ajustement compatible avec le projet BALIT déjà en œuvre entre la France et l'Angleterre (voir encadré n°4).

Concernant la transparence, les régulateurs de la région ont réalisé une analyse comparative sur la conformité des GRT avec l'article 5 de l'annexe au règlement 1228/2003. Un rapport a été présenté par les régulateurs et soumis à consultation publique. Les points de non conformité ont été présentés et les gestionnaires de réseaux ibériques et français se sont engagés à être complètement conformes aux dispositions du règlement.

#### **Encadré n°4 : Etat d'avancement de la région France – Royaume-Uni – Irlande**

Dans la région France-Royaume-Uni-Irlande, les gestionnaires de l'interconnexion anglais (NGIL) et français (RTE) ont mis en place au 1<sup>er</sup> octobre 2009 une nouvelle plateforme pour l'allocation des capacités de court et long termes, avec un nouveau jeu de règles. Ces nouvelles règles sont conformes aux exigences du règlement européen avec, en particulier, l'introduction d'un mécanisme d'allocation infra-journalier qui permettra de réallouer les capacités non utilisées et de tendre ainsi vers une utilisation plus optimale des capacités. La fermeté des capacités nominées fait toujours l'objet de discussions avec l'Ofgem.

Un dispositif transitoire d'échanges d'ajustement sur l'interconnexion France-Angleterre est en place depuis mars 2009. La CRE et le régulateur britannique (OFGEM) avaient approuvé le modèle proposé par les gestionnaires de réseaux français (RTE) et britannique (National Grid) en avril 2008. Ce modèle permet un accès réciproque aux marchés d'ajustement nationaux et favorise l'efficacité économique et la concurrence sur chacun de ces marchés. Depuis mars 2009, les gestionnaires de réseaux ont constaté un impact positif sur les marchés d'ajustement français et britannique : le mécanisme a permis d'accroître la concurrence sur ces marchés et de réduire le coût de l'ajustement. Des évolutions de ce mécanisme sont en cours d'étude : le dispositif définitif devrait être pleinement opérationnel à compter de novembre 2010. Les régulateurs devront approuver ces évolutions, ainsi que le schéma de rémunération pour l'utilisation de l'interconnexion France-Angleterre dans le cadre de BALIT, toujours en discussion.

### **1.2 Les moyens d'action en vue de l'intégration des marchés**

#### **A. EVALUER L'EFFICACITE DE LA GESTION DES CONGESTIONS AUX INTERCONNEXIONS FRANÇAISES ET LEUR CONFORMITE AVEC LES DISPOSITIONS COMMUNAUTAIRES**

Le règlement communautaire 1228/2003 confère aux autorités de régulation nationales la responsabilité d'évaluer périodiquement les méthodes de gestion de la congestion. En juillet 2009, la CRE a publié son troisième rapport relatif à la gestion des interconnexions. Ce rapport a pour objectif :

- de faire le bilan du fonctionnement des interconnexions aux frontières françaises pour l'année 2008, et d'expliquer les principales avancées réalisées et les difficultés rencontrées cette année ;
- de faire un état des lieux des discussions en cours au sein de chacune des quatre initiatives régionales auxquelles la CRE participe ;
- de présenter les perspectives et les enjeux à l'échelle régionale et européenne, afin de donner plus de visibilité aux acteurs sur les priorités de la CRE au sein des Initiatives Régionales de l'Électricité et dans les travaux européens.

En outre, ce rapport alerte sur le besoin de coordination accrue pour garantir la compatibilité des projets de couplage de marché (notamment entre la région Centre-Ouest et la région Nord), ainsi que l'intérêt d'une approche dite « top-down » pour assurer la convergence des projets vers des modèles cibles.

## B. ELABORER LES MECANISMES CIBLES AU NIVEAU EUROPEEN

Déjà amorcée par le rapport de la CRE relatif à la gestion et à l'utilisation des interconnexions sur l'année 2007, la réflexion sur l'élaboration de mécanismes cibles s'est poursuivie au niveau européen par la constitution du Project Coordination Group (PCG) par le Forum de Florence de Novembre 2008. Ce groupe d'experts, regroupant la Commission Européenne, l'ERGEG, ENTSO-E, Europex, Eurelectric et EFET, avait pour tâche de développer des modèles pratiques et réalisables, pour chaque échéance de temps, pour la gestion des congestions et l'intégration des marchés en Europe.

Les conclusions du PCG, obtenues par un consensus de l'ensemble des parties prenantes, ont été présentées au Forum de Florence de Décembre 2009 :

- les capacités de long terme doivent être mises à la disposition du marché sous la forme de droits financiers (FTR) ou de droits physiques avec mécanisme de revente automatique (PTR avec « Use-it-or-sell-it ») ;
- les capacités journalières doivent être allouées via un mécanisme de couplage de marché, permettant une allocation dite « implicite » de la capacité, simultanée aux échanges d'énergie sur les marchés organisés ;
- les échanges infra-journaliers doivent pouvoir se faire de façon continue sur l'ensemble de la plaque européenne, avec une allocation implicite des capacités d'interconnexion ;
- les GRT doivent développer les échanges d'ajustement entre eux, avec, pour cible, une intégration des mécanismes d'ajustement selon le modèle « GRT – GRT » ;
- l'amélioration du calcul des capacités doit passer par une plus grande coordination des GRT, incluant notamment la construction d'un modèle de réseau commun européen et un partage accru des données utiles au calcul des capacités ; dans les réseaux maillés, un calcul basé sur les flux sur les lignes les plus contraintes, dit « flow-based », constitue une option à privilégier, notamment pour les échéances journalières et infra-journalières.

Afin de préciser ces propositions et de participer à la rédaction des *framework guidelines* sur l'allocation des capacités et la gestion des congestions, l'ERGEG a constitué un groupe d'experts appelé « *Ad Hoc Advisory Group* », auquel participent les mêmes associations que pour le PCG ainsi qu'IFIEC, représentant les consommateurs.

## Encadré n°5 : Evaluation de la gestion des congestions aux interconnexions en 2009

**Remarques :** Les indicateurs suivants sont communiqués à titre provisoire à la Commission Européenne à défaut de validation par les autres régulateurs. Par ailleurs, certaines données restent manquantes et peuvent conduire à des inexactitudes. En particulier, de nombreux d'indicateurs sur l'interconnexion France – Angleterre n'ont pas pu être calculés.

**Ces indicateurs feront l'objet d'une actualisation qui sera transmise à la Commission Européenne, avec la publication des rapports régionaux prévue pour la fin de l'année 2010.**

### Capacités d'interconnexion disponibles

	NTC heures de pointe (MW)	Eté 2009	Hiver 2009/2010
<b>Allemagne</b>	Export	2400	2800
	Import	2700	3050
<b>Angleterre</b>	Export	2000	2000
	Import	2000	2000
<b>Belgique</b>	Export	2700	3400
	Import	1100	2300
<b>Espagne</b>	Export	1200	1300
	Import	500	500
<b>Italie</b>	Export	2400	2650
	Import	870	995
<b>Suisse</b>	Export	3000	3200
	Import	1400	2300

Sources : ENTSO-E

### Rente de congestion

		Revenu brut total des enchères <sup>2</sup> (M€)	Rente de congestion théorique (M€)	Ratio	Rappel 2008
<b>Allemagne</b>	Export	15,7	31,8		55 %
	Import	94,2	161,6		72 %
<b>Angleterre</b>	Export	121,2	-	-	-
	Import		-	-	-
<b>Belgique</b>	Export	10,6	0,4	<b>2978 %</b>	64 %
	Import	22,4	31,1	<b>72 %</b>	111 %
<b>Espagne</b>	Export	28,7	28,7	<b>100 %</b>	69 %
	Import	23,8	23,6	<b>101 %</b>	113 %
<b>Italie</b>	Export	220,2	443,6	<b>50 %</b>	192 %
	Import	9,8	17,3	<b>57 %</b>	33 %
<b>Suisse</b>	Export	-	318,7	-	-
	Import	-	66,7	-	-

<sup>2</sup> Le revenu des enchères infra-journalières sur France-Espagne n'est pas inclus dans ce total, puisque le prix attribué aux capacités infra-journalières n'est pas à comparer au différentiel de prix entre les marchés du jour pour le lendemain.

Sources : RTE, EPEX Spot, Belpex, OMEL, IPEX – Analyse : CRE

En 2009, la part française des revenus bruts des enchères pour l'allocation des capacités d'interconnexion a atteint 273 M€ ; elle est donc en baisse de plus de 25% par rapport à 2008. Le revenu des enchères a été moindre sur les frontières allemandes et italiennes, mais c'est sur l'interconnexion anglaise que la baisse a été la plus marquée : - 40%, soit 40 M€ en moins pour chacun des GRT de part et d'autre de la frontière.

Conformément au règlement européen n°1228/2003, une part conséquente de la rente de congestion prévue pour la période tarifaire à venir sera consacrée aux investissements pour le développement des interconnexions.

### Utilisation des interconnexions

	Pourcentage du temps où le différentiel de prix est inférieur à 1 €/MWh	Pourcentage du temps où le différentiel de prix est supérieur à 1 €/MWh, et où l'interconnexion : n'est pas utilisée à son maximum / est utilisée à son maximum <sup>3</sup>	
<b>Allemagne</b>	17 %	70 %	13 %
<b>Belgique</b>	74 %	0 %	26 %
<b>Espagne</b>	10 %	66 %	24 %
<b>Italie</b>	3 %	29 %	68 %
<b>Suisse</b>	6 %	83 %	11 %
<b>Angleterre</b> (hors prix de marché) <sup>4</sup>		N.D.	N.D.

Sources : RTE, EPEX Spot, Belpex, OMEL, IPEX, SwissIX – Analyse: CRE

La mise en place du couplage de marché entre la France, la Belgique et les Pays-Bas a permis une utilisation optimale des capacités d'interconnexion entre la France et la Belgique. En effet, non seulement les prix de ces marchés convergent 74% du temps, mais surtout, lorsqu'un différentiel de prix apparaît, l'interconnexion est systématiquement utilisée à son maximum dans le sens de ce différentiel de prix.

Par contre, la convergence des prix entre le marché français et ses autres marchés voisins reste faible et, cependant, les capacités d'interconnexion sont rarement utilisées à leur maximum en cas de différentiel de prix significatif. Ceci s'explique par le fait que le mécanisme d'allocation explicite des capacités est sous-optimal et ne permet pas aux acteurs de marché de tirer pleinement profit des possibilités d'arbitrage entre les différents marchés.

<sup>3</sup> L'utilisation de l'interconnexion est considérée comme maximale lorsque le flux net est supérieur à 99% de la capacité nette.

<sup>4</sup> L'absence d'un prix horaire fixé en J-1 en Angleterre ne permet pas de comparer, comme sur les autres frontières, l'utilisation de l'interconnexion (réalisée au pas demi-heure) avec le différentiel de prix.



La mise en place du couplage de marché entre la France et l'Allemagne, prévue pour septembre 2010, devrait améliorer ce constat sur cette frontière, et la généralisation des mécanismes d'allocation implicite pourra progressivement permettre une utilisation efficace de l'ensemble des interconnexions.

### Estimation de la perte sociale due à l'absence de couplage de marché

		Estimation de la perte sociale (M€)	Total (M€)	Rappel 2008
<b>Allemagne</b>	Export	35	60	96
	Import	25		
<b>Angleterre</b>	Export	N.D.	N.D.	44
	Import	N.D.		
<b>Espagne</b>	Export	1	26	33
	Import	25		
<b>Italie</b>	Export	12	38	129
	Import	26		
<b>Suisse</b>	Export	64	143	95
	Import	79		
<b>Total :</b>			<b>267</b>	<b>396</b>

Sources : RTE, EPEX Spot, OMEL, IPEX, SwissIX, Platts – Analyse : CRE

La perte sociale liée à l'absence de couplage de marché est estimée à 267 millions d'euros en 2009 sur l'ensemble des interconnexions françaises à l'exception de l'interconnexion France – Angleterre. Elle s'élevait, sans l'Angleterre, à 352 millions d'euros en 2008.

A l'inverse de l'année dernière, la perte sociale liée à l'absence de couplage de marché sur l'interconnexion France-Italie a fortement baissé, retrouvant ainsi son niveau de 2007 (38 M€ en 2009 contre 47 M€ en 2007). En effet, en 2008, le différentiel de prix s'inversait fréquemment alors que l'interconnexion est majoritairement utilisée dans le sens France vers Italie. En 2009, les prix français ont été la grande majorité du temps inférieurs aux prix italiens, et les occurrences de flux à contresens du différentiel de prix moins nombreuses.

### C. PREPARER DES LIGNES DIRECTRICES DE L'INTEGRATION DES MARCHES D'AJUSTEMENT A SOUMETTRE A LA COMMISSION EUROPEENNE

Au sein du groupe de travail « Réseau et marché d'électricité », la CRE participe à l'établissement d'orientations sur l'intégration des marchés d'ajustement, qui ont été soumises une première fois à consultation en 2006. L'ERGEG a pris en compte les résultats d'une étude auprès de consultants, lancée avec la Commission européenne à la suite de la première consultation, sur les interactions des marchés d'ajustement avec le marché infra journalier et les réserves automatiques. Ces orientations, soumises une nouvelle fois à consultation publique au cours de l'année 2009, ont été approuvées et publiées par l'ERGEG en septembre 2009.

Les principes majeurs sont :

- le modèle d'échange GRT-GRT à privilégier afin de développer les échanges de services d'ajustement,

- l'absence de réservation de capacités d'interconnexion en faveur des échanges de services d'ajustement,
- l'absence de charge d'accès à la capacité d'interconnexion pour les échanges de services d'ajustement.

Ces orientations serviront de base à l'ACER pour la rédaction de ses orientations cadres relatives aux règles d'équilibrage.

#### **D. INITIER LA REFLEXION SUR LA MISE EN PLACE DE MECANISMES INCITATIFS A L'INTEGRATION DES MARCHES**

Le second rapport *Compliance* de l'ERGEG avait insisté sur la nécessité de mettre en place des mécanismes incitatifs afin que les gestionnaires de réseaux maximisent les capacités d'interconnexion. Le troisième paquet législatif (directive électricité) va plus loin en demandant aux autorités de régulation nationales de donner aux gestionnaires de réseaux des incitations pour favoriser l'intégration des marchés.

Ainsi, la mise en place de mécanismes incitatifs *ad hoc* pour améliorer la gestion des congestions et ainsi accélérer l'intégration des marchés, est étudiée au sein de l'ERGEG. Ce travail, effectué par un sous-groupe du groupe de travail « Réseau et marché d'électricité » (ENM Task Force) est piloté par les services de la CRE. Ce groupe de travail a élaboré un document soumis à consultation publique (« call for evidence ») proposant plusieurs pistes pour mettre en œuvre de telles incitations. Une première piste est l'élaboration d'un indicateur global, qui reflèterait à lui seul le niveau d'intégration des marchés. Des pénalités et des récompenses financières seraient attribuées aux gestionnaires de réseaux selon que l'indicateur évolue favorablement et atteint la cible fixée par les régulateurs. Les indicateurs proposés, valables pour une interconnexion mais pouvant être généralisés à une région ou même à l'Europe entière, sont le nombre annuel d'heures congestionnées, les coûts de congestion ainsi que le bien-être social engendré par les flux transfrontaliers. Une seconde piste serait l'élaboration de mécanismes incitatifs visant à l'amélioration de points précis relatifs à la gestion des congestions : mise en place de couplage des marchés, amélioration du calcul des capacités, etc. Dans ce cas, les régulateurs attribueraient également aux gestionnaires de réseaux des pénalités ou des récompenses, dépendant de la performance de ces derniers au regard du point précis sur lequel porterait le mécanisme.

Le « call for evidence » lancé par l'ERGEG sur la base de ce document, a recueilli 16 contributions. Il en ressort, comme déjà constaté par l'ERGEG, que ce sujet est très complexe et nécessite plus de travail avant la mise en œuvre éventuelle d'incitations visant à accélérer l'intégration des marchés. Les services de la CRE continueront ainsi, sous la houlette du groupe ENM, à promouvoir ce travail et à échanger avec tous les acteurs concernés : gestionnaires de réseaux, bourses de l'électricité, acteurs du marché.

#### **E. Préparer des orientations pour l'intégration de nouvelles interconnexions exemptées dans le système régulé français**

L'article 7 du règlement (CE) 1228/2003 (ci-après article 7) sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité fixe les conditions suivant lesquelles une nouvelle ligne d'interconnexion peut être exemptée par les autorités de régulation nationales de tout ou partie de la régulation en vigueur en termes d'accès des tiers, d'approbation des méthodologies de tarification et d'affectation des revenus générés par l'allocation des capacités de la ligne.

Ces nouvelles interconnexions exemptées résultent du droit européen et n'ont pas de transcription dans la législation française. Dans le cas où une dérogation est accordée, les modalités d'accès au réseau de la nouvelle interconnexion ne seraient donc pas précisées dans la réglementation actuelle.

Dans le but de préciser le cadre réglementaire de nouvelles interconnexions exemptées, la CRE a lancé, en avril 2009, une consultation publique sur l'application de l'article 7 et sur les modalités d'accès au réseau de ces interconnexions. La plupart des contributeurs considèrent que de nouvelles interconnexions exemptées peuvent jouer un rôle dans l'intégration du marché. Ils soulignent que la régulation appliquée doit permettre à la fois de protéger les intérêts des utilisateurs du réseau et garantir la visibilité pour les investisseurs d'une nouvelle interconnexion exemptée ainsi que la transparence et la non-discrimination des procédures. Ces contributions seront prises en compte dans l'élaboration d'orientations sur l'application de l'article 7 et sur les modalités d'accès au réseau de nouvelles interconnexions exemptées.

En février 2009, les régulateurs britannique et français ont reçu une demande de dérogation pour une nouvelle interconnexion de 800 MW reliant la France et l'Angleterre. Une liste d'éléments complémentaires à la demande initiale a été élaborée conjointement par les deux régulateurs et envoyée au demandeur. Dès réception de ces éléments, les parties non confidentielles de la demande ainsi complétée seront soumises à une consultation publique.

## **2 La régulation de l'accès aux réseaux de transport et de distribution**

En France, il existe un seul gestionnaire de réseau de transport, RTE, un important gestionnaire de réseaux de distribution (EDF Réseau Distribution), représentant 95 % de la distribution d'électricité, et environ 160 Entreprises locales de distribution (ELD).

### **2.1 Les tarifs d'accès aux réseaux**

La CRE propose les tarifs d'accès aux réseaux au gouvernement qui ne peut que les accepter ou les refuser, sans pouvoir les modifier. La loi du 13 juillet 2005 qui modifie l'article 4 de la loi du 10 février 2000 relatif à la compétence de la CRE en matière de tarification, prévoit que la proposition de la CRE entre en vigueur deux mois après sa transmission aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie, sauf opposition de l'un des ministres dans ce délai.

Les nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE 3), entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2009, présentent plusieurs évolutions majeures. Tout d'abord, ils sont établis pour 4 ans et évoluent annuellement selon une formule tenant compte de l'inflation majorée de 0.4% pour le réseau de transport et de 1.3% pour le réseau de distribution, ainsi que d'un facteur d'apurement du compte de régulation des charges et produits (CRCP) dans la limite de 2% en valeur absolue. Cette évolution permet aux opérateurs une meilleure visibilité tarifaire.

Par ailleurs, le périmètre du CRCP a été élargi notamment pour protéger les opérateurs contre le risque d'une mauvaise prévision des soutirages ; les opérateurs sont ainsi assurés de recouvrer la trajectoire des revenus autorisés indépendamment des fluctuations de la demande.

Enfin, TURPE 3 inclut plusieurs dispositifs incitatifs visant au contrôle des charges d'exploitation maîtrisables, à l'amélioration de la qualité d'alimentation et de service, ainsi qu'à la minimisation du coût d'achat des pertes.

## **A. DE NOUVEAUX TARIFS SONT ENTREES EN VIGUEUR LE 1<sup>ER</sup> AOUT 2009**

Les 3<sup>èmes</sup> tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité (TURPE 3) sont entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> août 2009. Le tarif d'utilisation du réseau public de transport a, ainsi, augmenté de 2 %, celui des réseaux publics de distribution de 3 %. Ces nouveaux tarifs sont prévus pour s'appliquer pendant quatre ans.

De 2010 à 2012, l'évolution des tarifs sera indexée chaque 1<sup>er</sup> août sur le taux d'inflation :

- augmenté de 0,4 % dans le cas du transport et de 1,3 % dans le cas de la distribution ;
- augmenté (ou diminué) d'un facteur d'apurement du compte de régulation des charges et des produits (CRCP) dans la limite d'un impact sur le TURPE de  $\pm 2$  %.

## **B. LE COMPTE DE REGULATION DES CHARGES ET DES PRODUITS**

La CRE élabore ses tarifs à partir d'hypothèses d'évolution à court et moyen termes des coûts et des recettes des gestionnaires de réseaux. Or, certaines catégories de charges et de recettes sont difficilement prévisibles et/ou difficilement maîtrisables. Si les tarifs ne pouvaient pas être ajustés en fonction de ces charges et recettes, les gestionnaires de réseaux publics seraient alors exposés à un risque financier ou pourraient au contraire bénéficier de facteurs exogènes susceptibles d'augmenter leur rentabilité. Il était donc légitime, soit de compenser les gestionnaires de réseaux des déficits, par le biais d'un ajustement tarifaire, soit de rétrocéder aux utilisateurs des réseaux les surplus.

La CRE a reconduit pour ce faire le compte de régulation des charges et des produits (CRCP), mis en place dans le cadre du TURPE 2<sup>5</sup>, permettant de mesurer et de compenser, pour des postes préalablement identifiés, les écarts entre les réalisations et les prévisions pris en compte lors de l'élaboration du TURPE 3.

Dès TURPE 2 les principaux postes de charges inclus dans le périmètre du CRCP sont les charges de capital et le coût d'achat des pertes sur les réseaux.

Pour TURPE 3, plusieurs postes de charges ou de produits ont été ajoutés au périmètre du CRCP, dont le plus important sont les recettes tarifaires.

En pratique, les opérateurs sont donc assurés de recouvrer les trajectoires de revenus autorisés en cas de choc sur les volumes, indépendamment des fluctuations qui pourraient survenir sur ces volumes du fait d'aléas climatiques ou économiques.

Ainsi, les opérateurs bénéficient d'un cadre de régulation sécurisant, en particulier en termes de prévisibilité de leurs recettes d'exploitation. Les mécanismes d'indexation sur l'inflation procurent également une sécurité contre le risque de décalage entre l'inflation prévue et celle réalisée sur cette période.

---

<sup>5</sup> 2<sup>nds</sup> tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité en vigueur du 1<sup>er</sup> janvier 2006 au 31 juillet 2009.

### C. REGULATION INCITATIVE DES CHARGES D'EXPLOITATION MAITRISABLES

Souhaitant qu'au cours de la période tarifaire les gestionnaires de réseaux améliorent l'efficacité technico-économique de leur activité, la CRE a mis en place des incitations à la maîtrise des charges d'exploitation.

À cet effet, la trajectoire du revenu autorisé de RTE<sup>6</sup> et d'ERDF<sup>7</sup> intégrera les objectifs de productivité proposés par les gestionnaires de réseaux.

Les gestionnaires de réseaux seront par ailleurs incités à réaliser des efforts de productivité additionnels au cours de la période tarifaire. En effet, si le montant effectivement réalisé de charges d'exploitation maîtrisables d'une année est inférieur au montant défini *ex ante* réévalué en fonction de l'inflation observée, la productivité supplémentaire dégagée sera partagée à parts égales entre le gestionnaire de réseau et les consommateurs.

Ces dispositions sont accompagnées d'un schéma de régulation incitant les gestionnaires de réseaux à améliorer la qualité offerte aux utilisateurs afin qu'ils ne réalisent des gains de productivité au détriment du niveau de qualité.

### D. REGULATION INCITATIVE DU COUT D'ACHAT DES PERTES

L'achat des pertes en ligne par les gestionnaires de réseaux a un impact significatif sur le niveau du tarif. Les volumes annuels moyens de pertes en ligne sur les réseaux de RTE et d'ERDF représentent près de 33 TWh. À partir des prévisions à long terme (plus de trois ans à l'avance) du volume des pertes, le gestionnaire de réseau contractualise, sur le marché à terme, des produits annuels, trimestriels et mensuels. La contractualisation de ces produits à terme représente l'essentiel des achats liés à la compensation des pertes (environ 95 % du coût total).

Les écarts entre les montants prévisionnels et réalisés de ce poste de charges sont reportés au solde du CRCP. Toutefois, la CRE s'assure que RTE et ERDF mettent en œuvre tous les efforts nécessaires à la minimisation de ce poste de coût. Dans cette optique, la CRE a mis en place des incitations à la minimisation du coût d'achat des produits à terme.

Un coût d'achat cible des produits à terme sera établi annuellement pour refléter les conditions d'achat d'un gestionnaire de réseau de référence. Il sera calculé sur la base de la moyenne arithmétique non pondérée des cotations quotidiennes (Daily Settlement Price) observées *ex post* sur le marché organisé des produits à termes en France (Pownext® Futures) et des volumes d'énergie que déclare le gestionnaire de réseau pour chacun des produits à terme nécessaires à la couverture de ses besoins prévisionnels de l'année.

La différence entre le coût d'achat des produits à terme réalisé et le coût cible sera partagée en part égale entre les utilisateurs et le gestionnaire de réseau. Néanmoins, le coût supporté par les utilisateurs d'une mauvaise performance du gestionnaire de réseau (coût d'achat supérieur au coût cible) ne pourra être supérieur à 20 M€ pour RTE et 40 M€ pour ERDF. Ces planchers sont destinés à protéger les utilisateurs contre l'augmentation excessive des charges due à une contre-performance du gestionnaire de réseau et sont justifiés par le fait que les gestionnaires de réseaux peuvent contrôler leur niveau de risque en modifiant leur politique d'achat.

---

<sup>6</sup> RTE est l'unique gestionnaire du réseau public de transport.

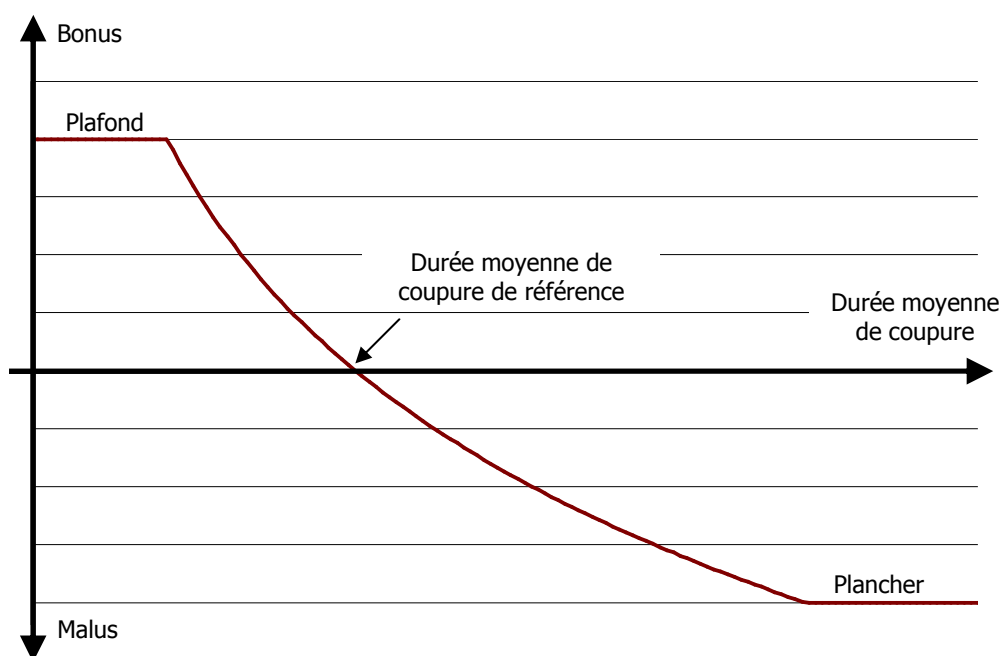
<sup>7</sup> ERDF est le principal gestionnaire de réseaux publics de distribution. Il dessert 95 % du territoire français continental.

## E. REGULATION INCITATIVE DE LA QUALITE

Dans le cadre du TURPE 3, la CRE a mis en œuvre un mécanisme de régulation de la qualité d'alimentation. Pour une première mise en œuvre, la CRE a souhaité soumettre à des incitations financières uniquement sur la durée annuelle moyenne de coupure sur incident (hors événement exceptionnel).

Les analyses statistiques menées dans le cadre d'une étude externe ont mis en évidence le caractère dissymétrique de l'aléa climatique portant sur la durée moyenne annuelle de coupure (il est ainsi plus probable statistiquement d'avoir une « mauvaise » année qu'une « bonne » année en terme de durée moyenne annuelle de coupure).

Pour compenser ce phénomène de dissymétrie, la CRE a mis œuvre un schéma incitatif progressif dont la forme est représentée par la figure ci-dessous. En effet, si la CRE avait fait le choix d'une incitation linéaire, sa combinaison avec un aléa dissymétrique aurait conduit à un risque financier dissymétrique, facteur d'augmentation du coût du capital au détriment des utilisateurs des réseaux.



Afin de réduire le risque financier à la fois pour le gestionnaire de réseau et pour les utilisateurs, la CRE a retenu un plafonnement du montant des incitations financières (qu'elles soient positives ou négatives) à 20 M€ pour RTE et à 50 M€ pour ERDF. Ces valeurs correspondent à environ 0,5 % des chiffres d'affaires respectifs de ces gestionnaires de réseaux.

La forme de l'incitation financière a été calibrée de telle façon qu'au point d'équilibre (bonus/malus = 0 M€) la valorisation marginale de la minute de coupure soit équivalente à :

- pour RTE : 9,6 millions d'euros par minute. Cette valeur correspond à une valorisation de l'énergie non distribuée d'environ 12 €/kWh ;
- pour ERDF : 4 millions d'euros par minute. Cette valeur correspond à une valorisation de l'énergie non distribuée d'environ 6 €/kWh.

S'agissant de la durée moyenne annuelle de coupure de référence, la CRE a retenu les valeurs suivantes :

- pour RTE : 2,4 minutes. Cette valeur correspond à la moyenne géométrique des durées moyennes de coupure sur les années 2002 à 2007 ;
- pour ERDF : 55 minutes en 2009 et 2010, 54 minutes en 2011 et 52 minutes en 2012. Ces valeurs correspondent à un arrêt de la dégradation puis à l'engagement de son redressement.

Le mécanisme portant sur la qualité d'alimentation est complété par un mécanisme de régulation incitative de la qualité de service constitué de deux types d'indicateurs :

- des indicateurs faisant l'objet d'un suivi par la CRE et d'une incitation financière en cas de non atteinte ou de dépassement d'objectifs préalablement définis. Ces incitations financières prennent la forme soit de bonus ou de malus imputés au CRCP, soit de compensations financières versées directement par ERDF aux utilisateurs qui en font la demande ;
- des indicateurs faisant uniquement l'objet d'un suivi par la CRE.

Ainsi, depuis le 1<sup>er</sup> août 2009, deux critères de qualité de service ont été soumis à des compensations financières directes :

- le respect des rendez-vous planifiés : en cas de rendez-vous planifié non respecté par ERDF, l'utilisateur peut demander une compensation financière forfaitaire (23,75 € dans le cas d'un utilisateur BT  $\leq$  36 kVA) ;
- le respect des délais d'envoi des propositions techniques et financières de raccordement : en cas de non respect des délais (10 jours pour un branchement simple), l'utilisateur peut demander une compensation financière forfaitaire (30 € dans le cas d'un raccordement individuel en BT  $\leq$  36 kVA).

Parmi les indicateurs soumis à incitation financière sous forme de bonus/malus imputés au CRCP figurent notamment :

- le taux de réponses aux réclamations dans les 30 jours ;
- le taux de disponibilité du portail SGE (Système de Gestion des Echanges : portail informatique au travers duquel ERDF et les fournisseurs échangent les informations nécessaires à leur activité).

Enfin, le suivi de la qualité de service d'ERDF se compose, notamment, d'indicateurs relatifs :

- à la réalisation des prestations annexes : délais de réalisation des prestations de mise en service, de résiliation et de changement de fournisseur ;
- aux relations avec les utilisateurs : nombre des réclamations et taux de réponses dans les 30 jours par nature et par catégorie d'utilisateurs ;
- à la relève et à la facturation : taux de compteurs BT  $\leq$  36 kVA avec au minimum un relevé sur index réel dans l'année, taux de données de relève et de facturation publiées dans les délais, ... ;
- aux raccordements : délais de transmission des propositions techniques et financières et délais de réalisation des raccordements.

## 2.2 L'ajustement

### A. LES REGLES DU MECANISME D'AJUSTEMENT SONT APPROUVEES PAR LA CRE

La programmation et le mécanisme d'ajustement permettent à RTE d'anticiper les écarts et de rétablir l'équilibre entre la production et la consommation.

En vertu de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 sur la modernisation et le développement du service public de l'électricité, la Commission de régulation de l'énergie approuve les règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au recouvrement des charges d'ajustement.

Après une période de concertation avec les acteurs de marché, RTE a rédigé une nouvelle version des règles qui a été approuvée par la CRE le 22 janvier 2009. Ce nouveau jeu de règles est entré en vigueur le 3 mars 2009. Son entrée en vigueur a permis de nombreuses améliorations, telles que la définition d'un cadre de régulation pour les échanges d'ajustement réciproques entre GRT ou l'adaptation du processus de programmation en vue de l'extension du couplage de marché dans la région Centre – ouest.

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

Deux projets de valorisation des capacités d'effacement des consommateurs sur le mécanisme d'ajustement sont en cours.

Le premier concerne les sites raccordés aux réseaux publics de distribution. Ces sites étant de faible puissance, les réductions de consommation consenties sur chacun d'entre eux n'ont, individuellement, qu'un impact très limité. Il est donc nécessaire d'agréger une multitude de sites et de coordonner les réductions de consommation. On parle dans ce cas d'effacements diffus. Le 5 décembre 2007, la CRE a approuvé un projet expérimental de valorisation des effacements diffus sur le mécanisme d'ajustement. Cette expérimentation devait se terminer le 30 juin 2009. Or, en l'absence d'offres soumises par les opérateurs d'effacements diffus, la CRE a souhaité prolonger l'expérimentation. La prolongation de l'expérimentation a donc été approuvée le 18 juin 2010.

Le second projet concerne les sites raccordés au réseau public de transport. Le 2 avril 2008, la CRE a approuvé un projet de réservation contractuelle par RTE de puissance effaçable auprès de consommateurs raccordés au réseau public de transport. Un appel d'offres a été lancé au printemps 2008 visant à garantir la présence d'offres de consommateurs sur le mécanisme d'ajustement pour renforcer la sûreté du système et faciliter le passage des pics de consommation. Le retour d'expérience présenté à la CRE après l'hiver 2008-2009 a montré un bilan plutôt positif. Ce projet de réservation d'effacement a donc été reconduit pour l'hiver 2009-2010. La CRE a approuvé le recouvrement des charges correspondantes le 29 octobre 2010.

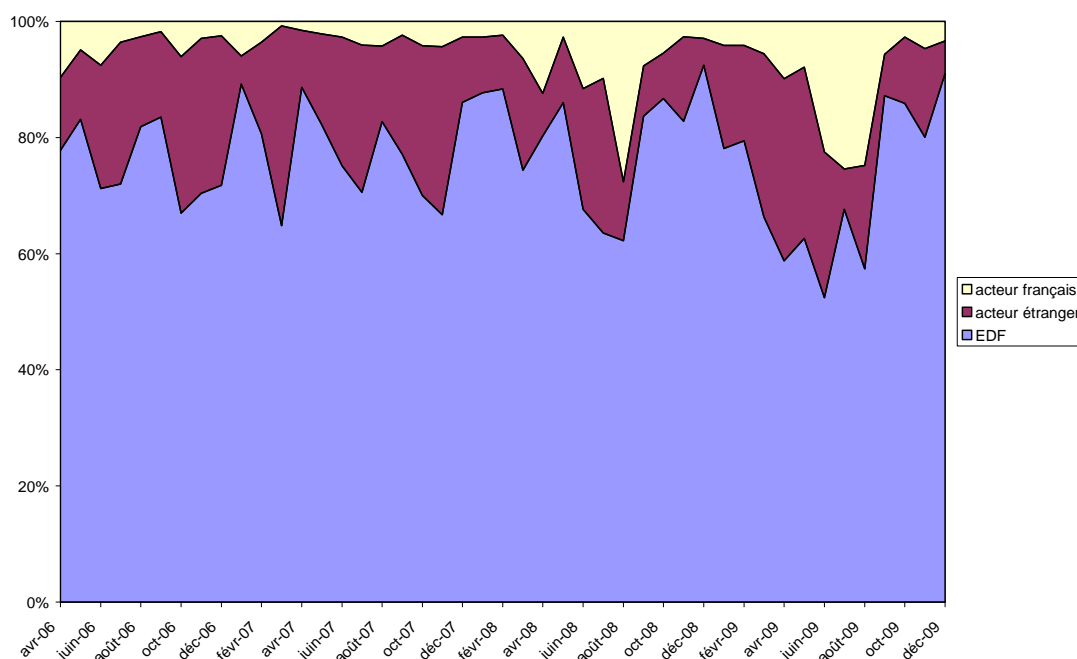


### C. VERS UNE CONCURRENCE ACCRUE SUR LE MARCHÉ DE L'AJUSTEMENT

Les marchés de l'électricité et, en particulier le mécanisme d'ajustement, sont dominés par l'opérateur historique EDF. La concentration est encore plus remarquable sur le mécanisme d'ajustement car EDF possède la majorité du parc de barrages hydrauliques et des turbines à combustion de pointe capable de délivrer rapidement la puissance nécessaire à l'équilibrage du système.

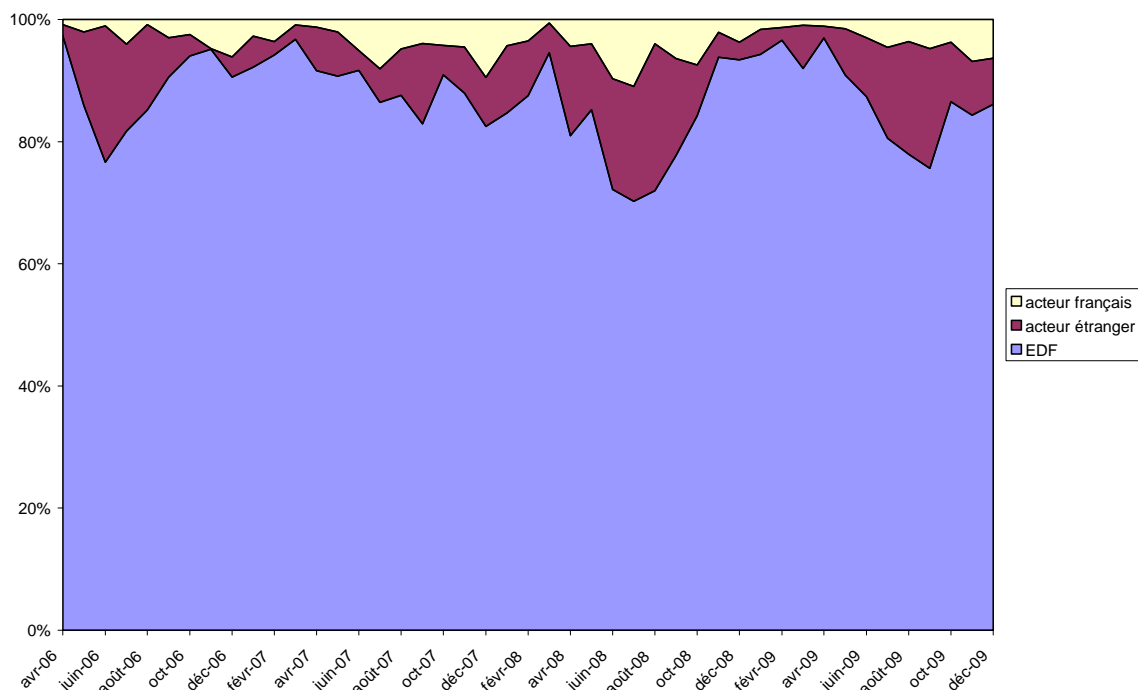
C'est pourquoi la CRE s'efforce de développer les échanges transfrontaliers d'ajustement et de promouvoir la participation des consommateurs au mécanisme d'ajustement. Bien que la participation des consommateurs à ce mécanisme reste marginale, les acteurs d'ajustement étrangers représentent, quant à eux, la principale source de concurrence sur le mécanisme d'ajustement.

**FIGURE N° 1 : ÉVOLUTION DES PARTS DE MARCHÉ MENSUELLES POUR L'ÉNERGIE D'AJUSTEMENT A LA HAUSSE (EN %)**



Le graphique ci-dessus montre qu'EDF assure une part de l'ajustement à la hausse oscillant autour de 80%, alors que les acteurs de marché étrangers fournissent entre 5 et 25% de l'énergie activée à la hausse. La participation des autres acteurs français dépassent rarement les 5%. Toutefois, durant l'été 2009, les parts de marché d'EDF ont été, pendant plusieurs mois consécutifs, assez basses, au bénéfice des autres acteurs, français et étrangers.

**FIGURE N° 2 : ÉVOLUTION DES PARTS DE MARCHÉ MENSUELLES POUR L'ÉNERGIE D'AJUSTEMENT A LA BAISSE (EN %)**



La part de marché d'EDF atteint régulièrement 90% de l'ajustement à la baisse. Les parts de marché des autres acteurs français dépassent rarement les 5%. Par conséquent, la principale source de concurrence sur ce segment de marché provient des acteurs étrangers. De plus, on observe, depuis l'introduction du système d'échanges d'ajustement BALIT en mars 2009, une pénétration importante des offres anglaises, qui représentent aujourd'hui plus de 50% des offres étrangères activées à la baisse. Ainsi, les offres proposés par National Grid, le GRT anglais, ont assuré jusqu'à 14% des ajustements à la baisse activés sur un mois.

## D. MECANISME DE CALCUL DES ECARTS ET DES PRIX ASSOCIES

Tout acteur voulant effectuer des transactions d'énergie utilisant le réseau de RTE doit signer un accord de rattachement à un responsable d'équilibre, entité 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 d'une part 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 :

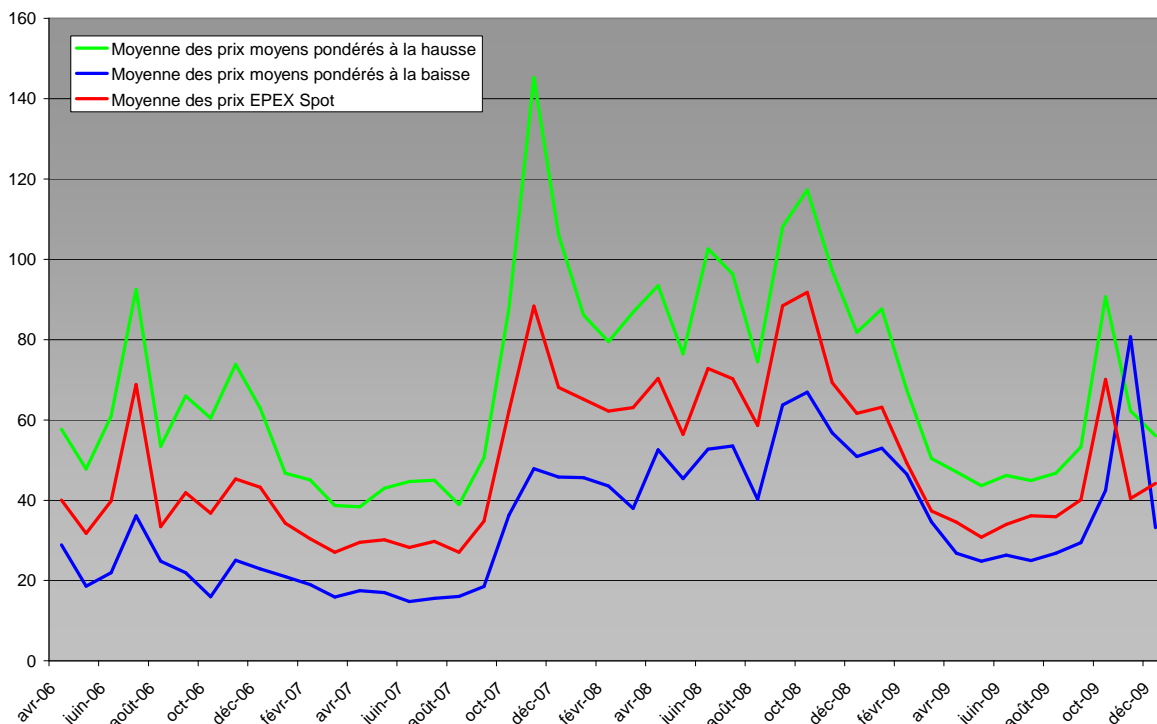
**TABLEAU N°1 : LE PRIX DES ECARTS**

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

- Powernext 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. La valeur de K est de 0,05 depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2006.

Par construction, le prix des écarts négatifs est toujours supérieur au prix de Powernext, et le prix des écarts positifs lui est toujours inférieur.

**FIGURE N° 3 : ÉVOLUTION DES PRIX MOYENS PONDERES MENSUELS SUR LE MECANISME D'AJUSTEMENT FRANÇAIS ET DU PRIX DU MARCHÉ POWERNEXT (EN €/MWh)**



Ce graphique permet d'observer la corrélation entre le prix spot sur la bourse de l'électricité française (EPEX Spot) et les prix moyens pondérés des offres activées à la hausse et à la baisse. Ainsi, comme le prix spot, les prix de l'ajustement ont fortement augmenté à partir de novembre 2007 et sont restés élevés pendant un an. A partir de la fin 2008, les prix de l'électricité ont connu une phase de décroissance marquée, retrouvant ainsi leur niveau d'avant novembre 2007. Le mois d'octobre 2009 connaît une remontée des prix très prononcée, conséquence directe du pic de prix sur la bourse de l'électricité le 19 octobre. Les mois suivants, les prix étaient du niveau de ceux de l'hiver 2006-2007.

### 2.3 Les principes de dissociation comptable

Les directives de 1996 et 1998 et les lois de transposition du 10 février 2000 et du 3 janvier 2003 ont imposée aux entreprises verticalement intégrées dans le secteur électrique l'obligation de tenir une comptabilité dissociée entre activités régulées et activités concurrentielles comme si « *les activités en question étaient exercées par des entreprises distinctes, en vue d'éviter les discriminations, les subventions croisées et les distorsions de concurrence* ».

En application des dispositions de l'article 25 de la loi du 10 février 2000, les principes de dissociation comptables (les règles d'imputation des postes de comptes de résultat et de bilan, les périmètres comptables des activités et les principes déterminant leurs relations financières) doivent être approuvés par la CRE après avis de l'Autorité de la concurrence.

Par ailleurs, la CRE dispose d'un pouvoir réglementaire supplétif qui lui permet de préciser les règles applicables à la dissociation comptable.

## A. LES PRINCIPES GENERAUX DE LA DISSOCIATION COMPTABLE

Dans le secteur de l'électricité, les opérateurs (EDF et les ELD concernées) doivent établir des comptes dissociés pour les activités de production, de distribution ainsi que, le cas échéant, les comptes pour l'activité de négoce de gaz naturel et de leurs autres activités. Ces comptes doivent être communiqués, chaque année, à la Commission de régulation de l'énergie. A cela s'ajoute, la tenue de comptes dissociés, pour les activités de fourniture, entre clients ayant exercé leur éligibilité et clients ne l'ayant pas exercée. Depuis 2005, les opérateurs électriques ne sont plus tenus de publier leurs comptes dissociés.

La dissociation comptable est un moyen de s'assurer de la correcte affectation des coûts entre activités régulées et concurrentielles et, plus généralement, d'encadrer les relations financières entre ces activités. Elle est également un des outils pour garantir un fonctionnement indépendant des réseaux au sein des groupes verticalement intégrés. Elle s'inscrit dans un processus graduel qui s'est renforcé avec l'obligation de séparation juridique des réseaux prévue par la directive 2003/54 et transposée en France avec la loi du 9 août 2004 pour la séparation juridique des réseaux de transport et la loi du 7 décembre 2006 pour la séparation juridique des réseaux de distribution.

Depuis 2007, les activités de transport et de distribution d'EDF ont été filialisées. En effet, les activités de transport (RTE) et de distribution (ERDF) d'électricité d'ERDF ont été filialisées successivement en 2005 et 2007. De fait, ces entités établissent désormais leurs propres états financiers.

Toutefois, les deux filiales maintiennent des relations financières avec leur maison mère. Ces relations sont désormais transcrites dans des contrats ou s'inscrivent dans le cadre des relations usuelles entre maison-mère et filiale (comme par exemple pour ce qui concerne la remontée de dividendes). Dans ce cadre, les problématiques de l'indépendance des réseaux et de l'absence de subventions croisées restent entières. De ce point de vue, la CRE continue à veiller au respect de ces principes, notamment par le biais des audits en application des dispositions de l'article 27 de la loi du 10 février 2000 qu'elle mène régulièrement sur les comptes des opérateurs de réseaux. Ceux-ci sont réalisés soit par les agents de la CRE habilités à cet effet, soit par des cabinets d'audits extérieurs retenus après appel d'offres.

Concernant la séparation juridique des gestionnaires de réseau de distribution desservant plus de 100 000 clients sur le territoire métropolitain (la loi du 7 décembre 2006), cette obligation s'impose, outre EDF, à 4 opérateurs électriques : Electricité de Strasbourg, Usine Electricité de Metz, Sorégies et Régie du Sieds.

En cas de manquements à ces règles, le CoRDIS peut engager la procédure de mise en demeure prévue au 3° de l'article 40 de la loi du 10 février 2000 et prononcer à l'encontre du gestionnaire les sanctions prévues au 1° du même article.

## B. LA DISSOCIATION DE LA FOURNITURE

La loi du 9 août 2004 imposait aux opérateurs de tenir, à compter du 1<sup>er</sup> juillet 2004, des comptes séparés pour les activités de fourniture aux clients éligibles et aux clients non éligibles. Ce périmètre était toutefois hétérogène puisqu'il ne permettait pas de distinguer les clients éligibles selon qu'ils aient exercé ou non leur éligibilité.

Ces règles de dissociation comptables des activités de fourniture ont été modifiées par la loi du 7 décembre 2006, qui impose désormais, à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2007, à l'opérateur l'obligation de présenter des comptes dissociés de l'activité de fourniture entre les clients ayant exercé leur éligibilité et les clients n'ayant pas exercé leur éligibilité.

Les opérateurs concernés par ce nouveau périmètre sont EDF et les ELD exerçant dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel.

## 2.4 Indépendance des gestionnaires de réseaux publics<sup>8</sup>

Au cours de l'année 2009, ni le cadre juridique lié à l'indépendance des gestionnaires de réseaux, ni les compétences de la CRE n'ont évolué en la matière. Par ailleurs, le régulateur n'a imposé aucune sanction liée à des questions d'indépendance.

- Mise en œuvre des programmes d'engagement

Les gestionnaires de réseaux n'ont pas relâché leurs efforts en 2009. Ils ont maintenu, voire, pour certains, enrichi leurs programmes d'engagements. Les audits menés par les gestionnaires de réseaux comme par la CRE ont permis de constater que les principes portés par les codes de bonne conduite (non-discrimination, objectivité, transparence et confidentialité) sont connus et appliqués par la grande majorité des agents des gestionnaires de réseaux. Des formations régulières doivent maintenir ce niveau de connaissance.

En matière de transparence, l'attention des gestionnaires de réseaux doit désormais se porter sur la mise à jour régulière de ces informations. En outre, la complexité des informations consultées est souvent dénoncée par les utilisateurs du réseau. Un travail de simplification et de pédagogie devra être mené afin que les utilisateurs puissent bénéficier rapidement d'une information claire et précise. Enfin, il convient que les actions menées en matière de respect de la confidentialité ne soient pas un frein pour la transparence : la notion d'information commercialement sensible, parfois mal maîtrisée par les agents des gestionnaires de réseaux, les conduit à mal informer les utilisateurs.

- Éléments communs à l'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution

Les principes affirmés par la directive 2003/54/CE, doivent être respectés, à savoir :

-une indépendance totale de décision de la filiale, qui doit notamment se manifester en matière de communication, sous réserve du droit de supervision économique par la maison-mère ;

-la garantie des intérêts professionnels des personnels et des dirigeants des gestionnaires de réseaux leur permettant d'agir en toute indépendance.

Concernant la première exigence, si la situation des organes de direction est majoritairement conforme aux exigences des textes français et communautaires, il convient que les profils des membres des organes de surveillance soient davantage diversifiés et que les maisons-mères ne créent pas de structure susceptible de compromettre l'indépendance des gestionnaires de réseaux.

---

<sup>8</sup> Un tableau récapitulatif (n° 16) concernant des données chiffrées relatives à la séparation des gestionnaires de réseaux électriques et gaziers figure en page 77.

La CRE est également attentive aux actions de communications menées par les gestionnaires de réseaux.

En effet, une communication indépendante permet non seulement aux acteurs de marché de disposer d'informations objectives et fiables, indispensables à la définition de leur stratégie (bilan prévisionnel, passage de l'hiver, etc.), mais aussi au consommateur de mieux comprendre le fonctionnement du marché de l'électricité. Elle contribue donc au développement d'une juste concurrence au profit d'un consommateur averti. Il est dès lors impératif que les gestionnaires de réseaux communiquent de manière indépendante et que la communication des maisons-mères soit limitée à leurs stricts domaines de compétence (production, commercialisation). En outre, les maisons-mères ne doivent ni bénéficier de retombées directes d'image, en se mettant en avant alors que certaines opérations sont conduites par les gestionnaires de réseaux, ni bénéficier d'informations opérationnelles privilégiées : ainsi, en cas de crise, les gestionnaires de réseaux doivent informer tous les fournisseurs de la même manière.

S'agissant de la seconde exigence certaines dispositions ou modes de fonctionnement propres à la branche des industries électriques et gazières gagneraient à être adaptés aux nouvelles règles concernant la garantie des intérêts professionnels des personnels et des dirigeants des gestionnaires de réseaux.

- Indépendance du gestionnaire de réseau de transport

Le gestionnaire du réseau de transport d'électricité continue à faire preuve d'une réelle indépendance en termes d'organisation et de prise de décision, bien protégée par les dispositions légales en vigueur en France, qui sont allées au-delà du socle prévu par la directive 2003/54/CE.

L'attention de la CRE se porte sur le comportement de la maison-mère, qui ne doit pas remettre en cause cette indépendance.

Le gestionnaire de réseau de transport a d'ores et déjà commencé à se préparer aux évolutions juridiques en cours (3<sup>ème</sup> paquet énergie).

- Indépendance des gestionnaires de réseaux de distribution

La directive 2003/54/CE rendait obligatoire la séparation juridique des gestionnaires de réseaux de distribution au plus tard au 1er juillet 2007. Au 31 décembre 2009, les 5 gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité desservant plus de 100 000 clients étaient séparés juridiquement.

Après les phases de réorganisation liées à la séparation juridique, la plupart des gestionnaires de réseaux de distribution ont stabilisé leurs modes de fonctionnement. Ils ont mis à profit l'année 2009 pour encadrer davantage leurs relations avec la maison-mère (contractualisation des prestations, modification des statuts, etc.). Toutefois, dans la plupart des cas, l'interaction avec celle-ci reste forte.

Les gestionnaires de réseaux de distribution doivent renforcer leur indépendance, quitte à remettre en cause certaines situations héritées de la période antérieure à l'ouverture des marchés.

En effet le recours aux services de la maison-mère est de nature à affaiblir l'indépendance d'une filiale.

Dès lors, le recours à ces services doit être limité aux cas où il est impossible à la filiale d'obtenir ce service par des prestataires tiers ou quand elle ne peut l'obtenir par des prestataires tiers qu'à des conditions économiques défavorables par rapport à celles offertes par la maison-mère. Si certains liens forts peuvent se comprendre au regard du caractère récent de l'obligation de séparation juridique, la CRE estime que cette situation doit évoluer à l'avenir et, dans tous les cas, relever d'une décision justifiée du gestionnaire de réseau.

La CRE renouvelle son scepticisme face au modèle dit du « gestionnaire de réseau de distribution léger », choisi par deux gestionnaires de réseaux de distribution. En effet, dans ce cas, le gestionnaire de réseau ne possède pas les moyens techniques et humains nécessaires pour intervenir sur les réseaux, et confie l'essentiel de ces opérations à la maison-mère.

En outre, l'exigence du 3<sup>ème</sup> paquet d'assurer que toute confusion entre le gestionnaire de réseaux de distribution et l'entreprise verticalement intégrée soit impossible, devrait sans doute conduire à une évolution des logos, des dénominations et/ou marques commerciales de certaines entreprises.

Cette incertitude quant à l'évolution de l'identité visuelle des gestionnaires de réseaux de distribution ne doit pas empêcher ces entreprises de poursuivre le développement de leur notoriété. ERDF a lancé en 2009 une campagne publicitaire télévisuelle dont les retombées en termes de notoriété devraient être importantes. La connaissance des gestionnaires de réseaux et de leur mission par les utilisateurs est un vecteur essentiel de l'ouverture des marchés, les mesures destinées à promouvoir l'image des gestionnaires de réseaux doivent donc être poursuivies et renforcées.

Enfin, le degré d'ouverture du marché 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.

\*  
\* \*



### **III. Le fonctionnement du marché français de l'électricité**

En application de l'article 23, § 8 et 1, point h de la directive 2003/54/CE

Afin de mettre à la disposition du public des données de référence sur l'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz, la CRE publie des indicateurs quantitatifs. Disponible sur le site Internet de la CRE ([www.cre.fr](http://www.cre.fr)), ces informations comportent une description des marchés de gros et de détail en France métropolitaine.

#### **1 Le marché de gros**

##### **1.1 Production - consommation**

Selon RTE, la consommation intérieure, incluant les pertes sur les réseaux de distribution et de transport, s'est élevée en 2009 à 486,4 TWh, inférieure à la consommation de 2008 de 1,6 %.

En 2009, la consommation maximale a été atteinte le 7 janvier 2009, avec 92 400 MW. Ce niveau constitue un record historique de consommation, dépassant ainsi le précédent record de 2007 (89 000 MW).

Toujours selon RTE, la puissance installée en France s'élève à 120 200 MW en 2009, contre 117 700 MW en 2008, soit une augmentation de 2.1%.

Avec environ 80 % de la puissance installée (90% de la production), EDF est le seul producteur à atteindre le seuil de 5 % de la capacité de production installée disponible. Les deux autres producteurs significatifs sont :

- GDF-Suez qui, à travers la CNR, la SHEM, les actifs de production de Gaz De France et ses participations dans le parc nucléaire, exploite 4% de la puissance installée (pour 4% de la production);
- E.On France (la SNET, groupe E.On), qui détient 2 % de la puissance installée (et produit 1,5 % de l'énergie au niveau national).

Ces trois producteurs détiennent au total 93 % de la puissance installée. Le HHI pour le marché de la production électrique, calculé sur la base des capacités installées, est supérieur à 7000 (supérieur à 8000 pour un calcul effectué sur la base de la production).

En septembre 2009, POWEO, un nouvel entrant dans le secteur de la production, a mis en service industrie, sa centrale à cycle combiné gaz naturel de Pont-sur-Sambre.

Le tableau ci-dessous représente la structure du marché français à différents points de l'ordre de mérite :

**TABLEAU N°2 : STRUCTURE DU MARCHÉ FRANÇAIS**

Ordre de mérite	Nombre de producteurs	Liste des producteurs
Base	1	EDF
Semi-Base	4	EDF, E.On France, GDF-Suez, Poweo
Pointe	2	EDF, E.On France
Hydraulique	2	EDF, GDF-Suez
Petite production décentralisée	Plusieurs milliers	Petits producteurs indépendants, entreprises locales de distribution, industriels (auto production)

## 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. Il n'y a pas de pool obligatoire en *day-ahead*. Néanmoins, il existe 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 (anciennement Powernext Day-ahead Auction, devenu EPEX Spot Auction depuis la collaboration d'EEX et Powernext en avril 2009) est un prix horaire, issu d'un mécanisme de fixage (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 (sur Epex Spot Continuous, Epex Spot Intra-journalier et par l'intermédiaire des courtiers) a représenté environ 19 TWh en 2009. Les produits échangés en continu donnent des références de prix en base, pointe, hors-pointe, et pour d'autres blocs horaires. Ces produits sont principalement échangés sur les plateformes de brokers. Seule une infime partie du négoce en *day ahead* continu a été négociée sur la plateforme continue d'EPEX Spot en 2009.

Dans son rapport de surveillance publié en décembre 2009, la CRE a analysé la formation et la pertinence des prix *day-ahead* (Epex Spot Auction). Elle y conclut que l'évolution des prix *day-ahead* a été généralement cohérente avec celle de l'équilibre offre-demande et avec l'évolution des cours des combustibles.

Un pic de prix à 3000€/MWh est survenu en octobre 2009. Il correspondait au plafond technique d'EPEX Spot Auction. Dans ses conclusions, rendues en novembre 2009, la CRE considère que la brutale tension sur les fondamentaux de production et sur les prévisions d'équilibre entre offre et demande à la veille du 19 octobre constitue le fait générateur du pic de prix constaté le lendemain.

Dans le contexte d'une disponibilité réduite du parc de production du fait notamment des arrêts programmés ou fortuits du parc de production nucléaire, cette tension résulte de la conjonction de deux facteurs :

- une révision des estimations de consommation du vendredi au dimanche pour le lundi 19 octobre (+3000 MW) et un pic de consommation enregistré le 19 octobre ;

- une révision des estimations de disponibilité du parc de production du vendredi au dimanche pour le lundi 19 octobre (-4100 MW), essentiellement en raison d'arrêts fortuits concernant le parc nucléaire et la centrale hydraulique de pointe de Grand-Maison le dimanche matin. Cette dernière centrale a pu être remise en service en fin de journée le 18 octobre.

Ces écarts significatifs du vendredi au dimanche pour le lundi 19 octobre entre estimations de consommation et de disponibilité du parc ont eu un effet cumulé particulièrement élevé, de plus de 7000 MW. Dans le cas particulier d'EDF Trading, cela s'est traduit par des interventions à l'achat sur les marchés résultant de l'application de ses critères internes de gestion du risque et par une moindre disponibilité de capacités à la vente sur le marché français le dimanche 18 octobre matin.

En conséquence, la CRE a demandé à EDF de mettre en œuvre les moyens nécessaires pour renforcer la fiabilité aujourd'hui insuffisante des données prévisionnelles de son parc de production. Elle a demandé, en outre, à l'UFE d'améliorer la transparence des données prévisionnelles et rappelle à cet égard l'importance qui s'attache à la publication des arrêts fortuits par centrale.

### 1.3 Les marchés organisés

A la fin du quatrième trimestre 2009, 156 responsables d'équilibre sont présents sur le marché de gros français, soit 6 de plus que fin 2008. 79 responsables d'équilibre étaient présents sur EPEX Spot *Day-Ahead Auction*, 56 sur EPEX Spot *Day-Ahead Continuous* et *Intraday* et 68 sur EPD France.

Parmi les volumes d'électricité commercialisés en 2009 sur EPEX Spot et EPD France :

- les volumes traités en intrajournalier restent limités mais ont connu une activité en croissance tout au long de l'année, en particulier au cours des mois d'octobre et de décembre 2009, progressant de 40% d'une année sur l'autre. Les volumes échangés sont passés de 0,73 TWh en 2008 à 1,02 TWh au 31 décembre 2009 pour un total de 34 832 transactions ;
- les volumes négociés en day-ahead continu ont diminué de 53% en un an s'élevant à 0,011 TWh au 31 décembre 2009 pour un total de 42 transactions. En avril 2010, le segment de marché French EPEX Spot Day-Ahead Continuous a été suspendu ;
- les volumes traités sur le *day-ahead* auction ont stagné, passant de 51,6 TWh en 2008 à 51,5 TWh en 2009 (-0,3%);
- les volumes traités en *futures* ont démarré fortement les deux premiers mois de l'année pour diminuer jusqu'en juillet 2009, date à partir de laquelle l'activité a amorcé une reprise – notamment en septembre – pour finalement décroître jusqu'à la fin de l'année. Ainsi sur l'ensemble de l'année 2009, l'activité a diminué d'une année sur l'autre : 61,4 TWh ont été négociés sur Powernext Futures en 2009 contre 86,4 TWh en 2008, soit un repli significatif de 29%.

## 1.4 Le marché OTC

L'essentiel des transactions sur le marché français restent effectuées 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, 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 2009. 62 acteurs sont intervenus sur le marché français par l'intermédiaire de ces courtiers en 2009, soit 2 de plus que l'année précédente. Sur ce segment de marché, il a été constaté que :

- les volumes traités en infrajournalier ont diminué de 14% sur la période, passant de 0,05 TWh en 2008 à 0,03 TWh au 31 décembre 2009 pour un total de 43 transactions ;
- les volumes négociés en *day-ahead* continu ont reculé de 12% en un an s'élevant à 17,91 TWh au 31 décembre 2009 alors que le nombre de transactions sur ce segment de marché a crû, passant de 36 200 à 37 410 contrats échangés ;
- les volumes traités en *forwards* présentent une évolution cyclique. Ils ont démarré fortement l'année pour ensuite baisser jusqu'en mai. Juin a marqué un sursaut isolé avant que les volumes ne retombent continuellement jusqu'en août. A nouveau l'activité a graduellement progressé jusqu'en octobre pour finalement retomber jusqu'à la fin de l'année à son niveau de mars 2009. Sur l'ensemble de l'année 2009, l'activité a augmenté par rapport à l'année précédente : 617,2 TWh de *forwards* ont été négociés sur l'OTC intermédié en 2009 contre 496,8 TWh en 2008 (+24%).

En 2009, les livraisons physiques résultant de transactions sur les marchés de gros ont progressé. Elles ont atteint un volume total de 342 TWh, en hausse (+2.7%) par rapport à 2008 (333 TWh).

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 2009 pour des produits à différentes maturités est présentée dans le tableau ci-dessous :

**TABEAU N°3 : DIFFERENTIEL MOYEN ENTRE LES OFFRES A L'ACHAT ET LES OFFRES A LA VENTE**

Différentiel bid-ask en €/MWh	Day-ahead		M+1		Y+1	
	base	pointe	base	pointe	base	pointe
	0,4	0,4	0,4	0,6	0,4	0,9

M+1 : Month Ahead

Y+1 : Year Ahead

Source : CRE 2010

## 1.5 Le négoce transfrontalier

### A. LE MARCHÉ DE GROS FRANÇAIS INTEGRE A DES MARCHES SUPRA-NATIONAUX

Les marchés de l'électricité en Europe sont souvent considérés comme nationaux. Mais les interconnexions entre pays peuvent permettre l'émergence de marchés supranationaux.

Dans le cas de la France, il s'agit donc de déterminer si elle est incluse dans un marché plus large comprenant certains de ses pays frontaliers.

Trois critères peuvent être utilisés pour déterminer un marché pertinent géographique :

- la taille des interconnexions au regard de la capacité de production installée ;
- l'existence de congestion sur les interconnexions ;
- 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.

#### • **Critère 1 : taille des capacités d'interconnexion**

Le tableau suivant donne des estimations de capacité d'interconnexion (NTC) sur les différentes frontières pour l'hiver 2009.

**TABLEAU N°4 : CAPACITES D'IMPORT ET D'EXPORT ENTRE LA FRANCE ET LES PAYS VOISINS EN 2009(EN MW)**

Maximum des capacités d'import et d'export (en MW) entre la France et ses pays voisins 2009							
	Grande Bretagne	Belgique	Allemagne	Suisse	Italie	Espagne	Total
Import	2000	2300	3050	2300	995	500	11145
En % du parc installé français	2%	2%	3%	2%	1%	0%	9.3%
Export	2000	3400	2500	3200	2650	1300	15050
En % du parc installé français	2%	3%	2%	3%	2%	1%	13%

Source : CRE, sur la base de chiffres RTE

Les capacités d'interconnexions entre la France et les pays avoisinants représentent environ 10% des capacités de production installées en France. Ce pourcentage est conforme au critère publié dans les conclusions du Conseil Européen de Barcelone de Mars 2002 visant à établir le niveau d'interconnexion des pays à 10% de la capacité installée.

- **Critère 2 : congestions aux frontières**

Le travail mené au sein des initiatives régionales accélère l'intégration des marchés et élargit la délimitation des marchés pertinents en améliorant la gestion des congestions et en maximisant l'utilisation des interconnexions. Néanmoins, malgré une faible convergence des prix entre la France et certains pays frontaliers, les interconnexions sont très rarement utilisées au maximum de leur capacité, en raison de gestion inefficace des congestions.

Il existe cependant un contre-exemple : la frontière France-Belgique. En effet, grâce au couplage de marché trilatéral entre la France, la Belgique, et les Pays-Bas, en 2009, les prix ont convergé 83% des heures entre la France et la Belgique. Pendant les 17% des heures restantes, la capacité d'interconnexion est utilisée à son maximum, dans le sens du différentiel de prix. En outre, l'extension du couplage de marché à l'Allemagne va probablement encourager les initiatives pour développer des méthodes efficaces d'utilisation des capacités d'interconnexion et une meilleure intégration des marchés.

- **Critère 3 : corrélation et proximité des prix**

Le tableau suivant montre les corrélations de prix spot entre la France et les pays avoisinants. Les corrélations mesurées pour l'année 2009 apparaissent très largement inférieures à celles observées les années précédentes. Ceci est largement le fait du pic de prix du 19 octobre 2009 qui a vu le prix spot français atteindre plus de 600 €/MWh en moyenne journalière. Si l'on exclut ce jour de la plage de données, les corrélations mesurées apparaissent plus en ligne avec celles observées habituellement. Les prix belges, suisses et allemands sont les plus corrélés aux prix français. La corrélation est plus faible avec les prix des autres pays.

**TABLEAU N°5 : CORRELATIONS DES PRIX ENTRE LA FRANCE ET LES PAYS VOISINS (SPOTJ+1)**

<b>Produit <i>spot</i> (J+1) base</b>						
Corrélation des prix						
Année	Allemagne – France (EEX – Powernext)	Espagne – France (Omel – Powernext)	Grande Bretagne – France (Platts-Powernext)	Italie – France (IPEX – Powernext)	Belgique – France (Belpex – Powernext)	Suisse – France (Swissix – Powernext)
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%

Source : CRE d'après chiffres Platts, OMEL, IPEX, EEX, Belpex  
2009 \*: hors pic de prix du 19/10/09

**TABLEAU N°6 : ECART DE PRIX MOYEN ENTRE LA FRANCE ET LES PAYS VOISINS (SPOTJ+1)**

<b>Produit <i>spot</i> (J+1) base :</b> Ecart de prix moyen (en €/MWh)						
Année	Allemagne – France (EEX – Powernext)	Espagne – France (Omel – Powernext)	Grande Bretagne – France (Platts-Powernext)	Italie – France (IPEX – Powernext)	Belgique – France (Belpex – Powernext)	Suisse – France (Swissix – Powernext)
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

Source : CRE, OMEL, IPEX, EEX, Belpex, Powernext

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

**TABLEAU N°7 : ECART DE PRIX MOYEN ENTRE LA FRANCE ET LES PAYS VOISINS (FORWARD ANNUEL Y+1)**

<b>Produit <i>forward</i> annuel (Y+1) base :</b> Ecart de prix moyen (en €/MWh)		
Année	Allemagne – France (EEX – Powernext)	Grande Bretagne – France (Platts-Powernext)
2004	1,1	8,1
2005	-1,1	19,7
2006	-1,4	15,0
2007	1,43	2,51
2008	-3,72	10,67
2009	-2,55	-1,88

Source : CRE d'après chiffres Platts, EEX, Powernext

Si l'on ne tient pas compte du pic de prix, on observe une forte corrélation (94%) des prix français avec les prix belges, conséquence du couplage trilatéral, ainsi qu'avec les prix allemand et suisse (81% dans les deux cas). La corrélation des prix entre la France et l'Allemagne a toutefois diminué en 2009 par rapport à celle observée sur l'année 2008. Selon ces critères, on peut ainsi considérer que les marchés français, belge, allemand et suisse sont étroitement liés.

Les différentiels de prix ont généralement diminué en 2009 par rapport à l'année précédente. Là encore le pic de prix du 19 octobre explique une partie de cette dégradation puisqu'il conduit à une augmentation de près de 2€/MWh du prix moyen français.

La variation de l'écart de prix moyen la plus importante a lieu à la frontière anglaise pour laquelle le différentiel de prix passe de 21.1 €/MWh à -1.8 €/MWh. Cette diminution spectaculaire des prix de l'électricité britannique apparaît également sur le marché à terme où l'on constate une diminution de plus de 12 €/MWh de l'écart moyen entre les prix français et britannique. Cette situation peut largement être expliquée par la forte diminution des coûts de production des centrales fonctionnant au gaz, caractérisant le mix de production britannique.

La persistance d'une marge positive entre les prix allemand et français de l'électricité peut par ailleurs témoigner de l'intégration par le marché d'une prime de risque sur le produit annuel pour livraison en France du fait de la plus grande volatilité du prix de l'électricité en France. Cette volatilité supérieure est due à la plus grande thermo sensibilité de la demande électrique française.

## B. DEVELOPPEMENT DES TRANSACTIONS AUX FRONTIERES EN 2009

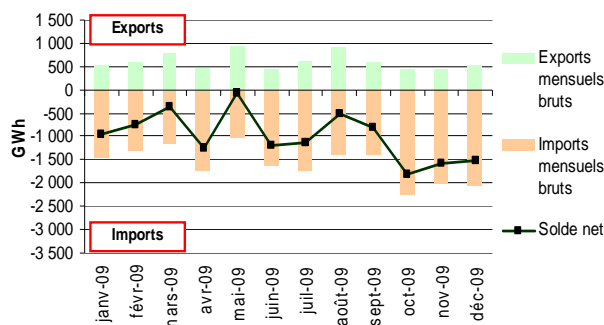
### a. FRANCE-ALLEMAGNE

Le marché français a été importateur net d'Allemagne d'environ 12 TWh en 2009. Le marché français a été importateur net de l'Allemagne tous les mois de 2009.

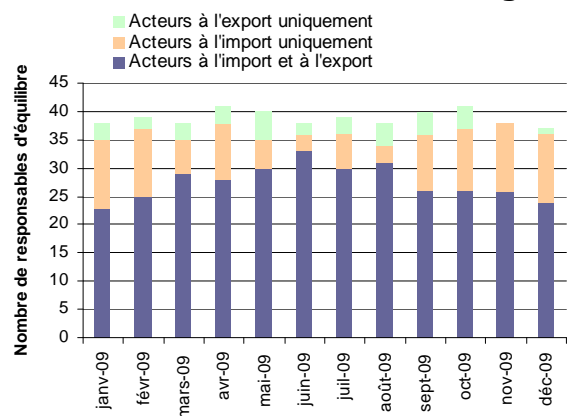
Le nombre de sociétés actives sur cette frontière a augmenté, passant de 34 fin 2008 à 39 en moyenne au cours de l'année 2009. La plupart des acteurs actifs à cette frontière sont des producteurs français et européens intégrés ainsi que des acteurs financiers. Les imports sont modérément concentrés ; en revanche, les exports restent très fortement concentrés.

**FIGURE N° 4 : TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – ALLEMAGNE EN 2009**

#### Importations et exportations brutes à l'interconnexion France-Allemagne



#### Nombre de participants à l'interconnexion France- Allemagne



Données : RTE - Analyse : CRE



## b. FRANCE-BELGIQUE

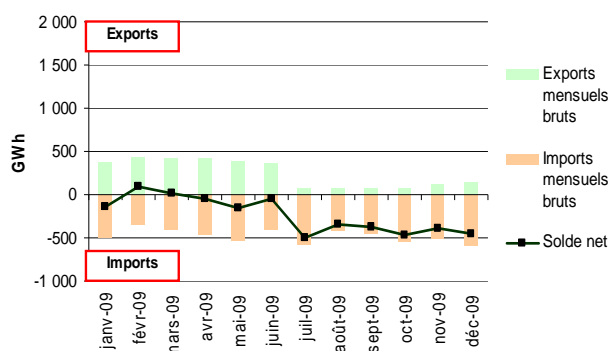
Le marché français a été importateur net depuis la Belgique d'environ 3 TWh en 2009. Le marché français n'a été exportateur net vers la Belgique qu'en février et mars.

Tous les flux journaliers étant effectués dans le cadre du couplage de marché, il n'est pas possible de déterminer le nombre d'acteurs actifs sur cette frontière dans le cadre du marché *day-ahead*. Concernant les capacités réservées à plus long terme (capacités périodiques), en moyenne 13 participants ont été actifs à la frontière belge en 2009. Les producteurs français et européens intégrés et les acteurs financiers ont été à l'origine de la majorité des volumes de transaction. Le nombre et le type d'acteurs présents n'ont pas varié significativement. Concernant les capacités réservées à plus long terme (capacités périodiques), les flux ont été modérément concentrés à l'export, et à l'import.

**FIGURE N° 5 : TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – BELGIQUE EN 2009**

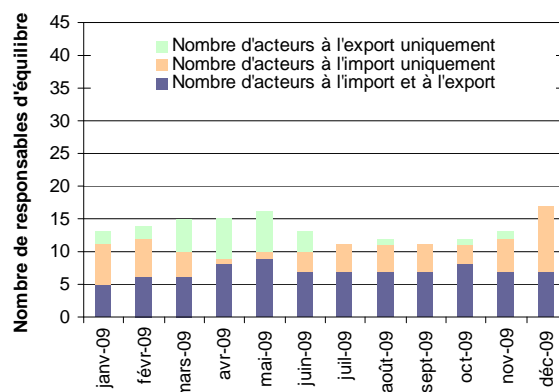
### Importations et exportations brutes à l'interconnexion France-Belgique

- Ensemble des flux -



### Nombre de participants à l'interconnexion France- Belgique

- Hors flux journaliers -



Données : RTE - Analyse : CRE

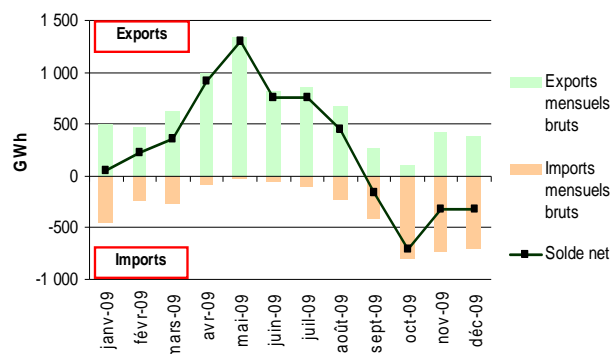
### C. FRANCE-GRANDE-BRETAGNE

Sur la totalité de l'année 2009, le marché français a été exportateur net vers la Grande-Bretagne d'environ 3 TWh en 2009. Toutefois, un retournement depuis septembre 2009

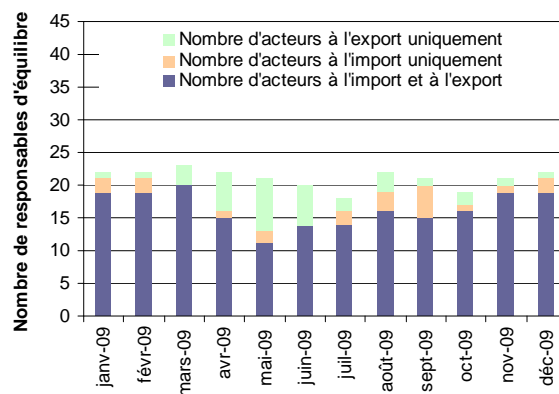
Une vingtaine de participants étaient actifs à la frontière britannique en 2009. La plupart étaient des producteurs français et européens intégrés et des acteurs financiers. Le nombre et le type d'acteurs présents n'ont pas varié significativement. Les exports et les imports ont été faiblement concentrés.

FIGURE N° 6 : TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – GRANDE-BRETAGNE EN 2009

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



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



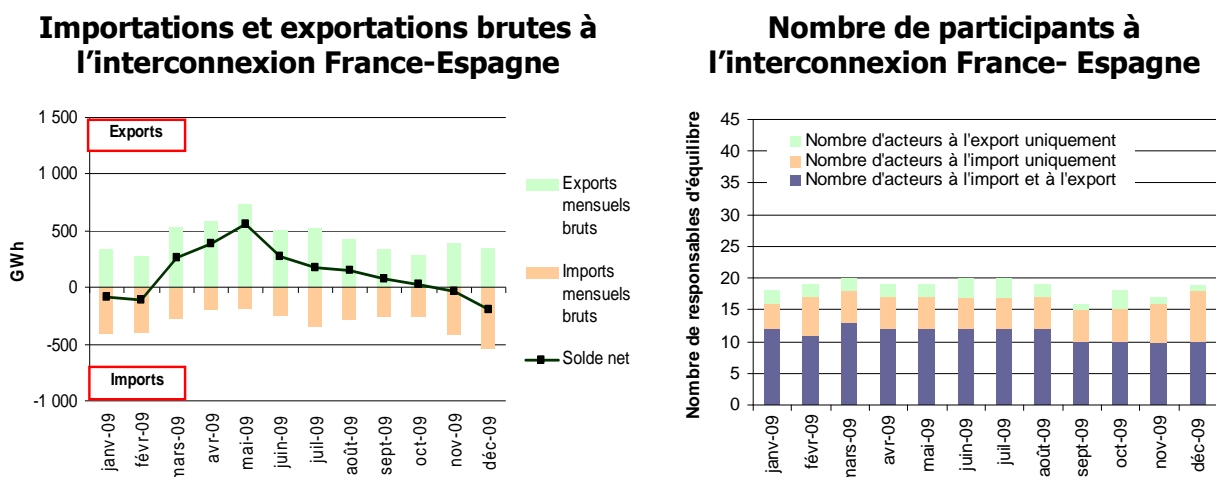
Données : RTE - Analyse : CRE

### d. FRANCE-ESPAGNE

Le marché français a été exportateur net vers l'Espagne d'environ 1,5 TWh en 2009. Le marché français a été importateur net depuis l'Espagne en janvier, février, novembre et décembre 2009.

En moyenne 19 participants étaient actifs à la frontière espagnole en 2009. La plupart étaient des producteurs français et européens intégrés. Les imports ont été faiblement concentrés ; en revanche, les exports étaient très fortement concentrés, en raison de la forte part de marché d'un acteur.

**FIGURE N° 7 : TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – ESPAGNE EN 2009**



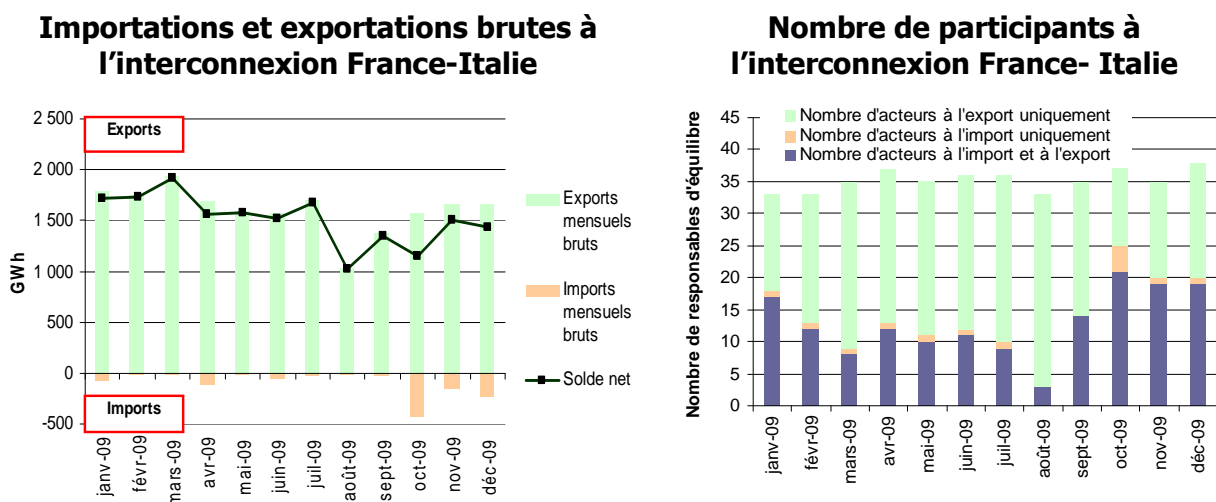
Données : RTE - Analyse : CRE

**e. FRANCE-ITALIE**

Le marché français a été exportateur net vers l'Italie d'environ 18 TWh en 2009. Le marché français a été exportateur net vers l'Italie durant tous les mois de l'année.

Le nombre de participants a varié entre 33 et 38 au cours de l'année 2009. 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 étaient modérément concentrées, et les exportations étaient faiblement concentrées.

**FIGURE N° 8 : TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – ITALIE EN 2009**



Données : RTE - Analyse : CRE

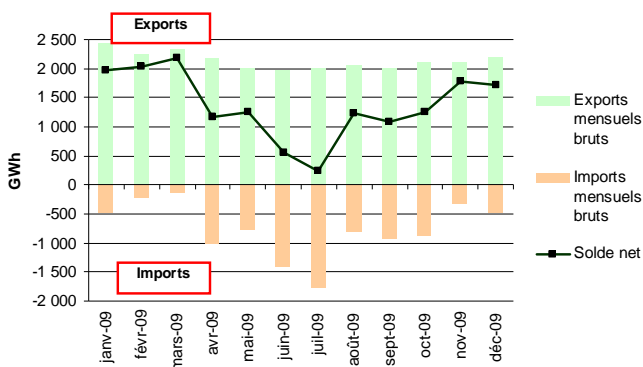
## f. FRANCE-SUISSE

Le marché français a été exportateur net vers la Suisse d'environ 17 TWh en 2009. Le marché français n'a été importateur net de Suisse qu'un nombre d'heures très limité.

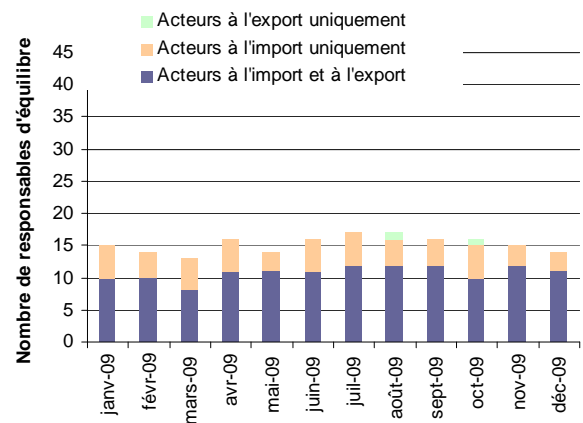
En moyenne 15 participants étaient actifs à la frontière suisse en 2009, dont la grande majorité sont des producteurs français et européens intégrés, qui sont à l'origine de la quasi-totalité des flux. Le nombre d'acteurs actifs n'a pas varié de manière significative. Les imports étaient modérément concentrés. Les exports sont restés extrêmement concentrés. Les producteurs français dominent largement les nominations aux exports, du fait du maintien de la priorité d'accès à l'interconnexion des contrats d'exportation de long terme.

**FIGURE N° 9 : TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – SUISSE EN 2009**

### 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 Le marché de détail**

### **2.1 Les consommateurs**

L'ouverture du marché français de l'électricité a connu plusieurs étapes de l'année 2000 à 2007. Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2007, tous les consommateurs, y compris les clients résidentiels, peuvent librement choisir leur fournisseur d'électricité. Au 31 décembre 2009, 34,8 millions de sites sont éligibles, ce qui représente 439 TWh de consommation annuelle d'électricité.

**TABLEAU N°8 : REPARTITION DE LA CONSOMMATION ANNUELLE DES CONSOMMATEURS FINALS PAR TYPE DE SITE (AU 31 DECEMBRE 2009)**

	Nombre de sites
Sites résidentiels	29 900 000
Sites non résidentiels	4 854 000

Source : Données 2009, GRD, RTE, Analyses CRE

**TABLEAU N°9 : REPARTITION DE LA CONSOMMATION ANNUELLE DES CONSOMMATEURS FINALS (AU 31 DECEMBRE 2009)**

	Consommation 2009 en TWh
Sites résidentiels	141
Sites non résidentiels	298

Source : Données 2009, GRD, RTE, Analyses CRE

Au cours de l'année 2009, l'ouverture de marché à la concurrence s'est poursuivie à un rythme soutenu. Les fournisseurs alternatifs, disposent au 31 décembre 2009 d'un portefeuille de 1 385 000 clients résidentiels sur un total de 29,9 millions de clients. Les fournisseurs historiques se partagent le reste du marché.

L'ouverture à la concurrence du marché non résidentiel s'est stabilisée en 2009. On compte 367 000 clients non résidentiels chez les fournisseurs alternatifs, le reste du marché est partagé entre les fournisseurs historiques.

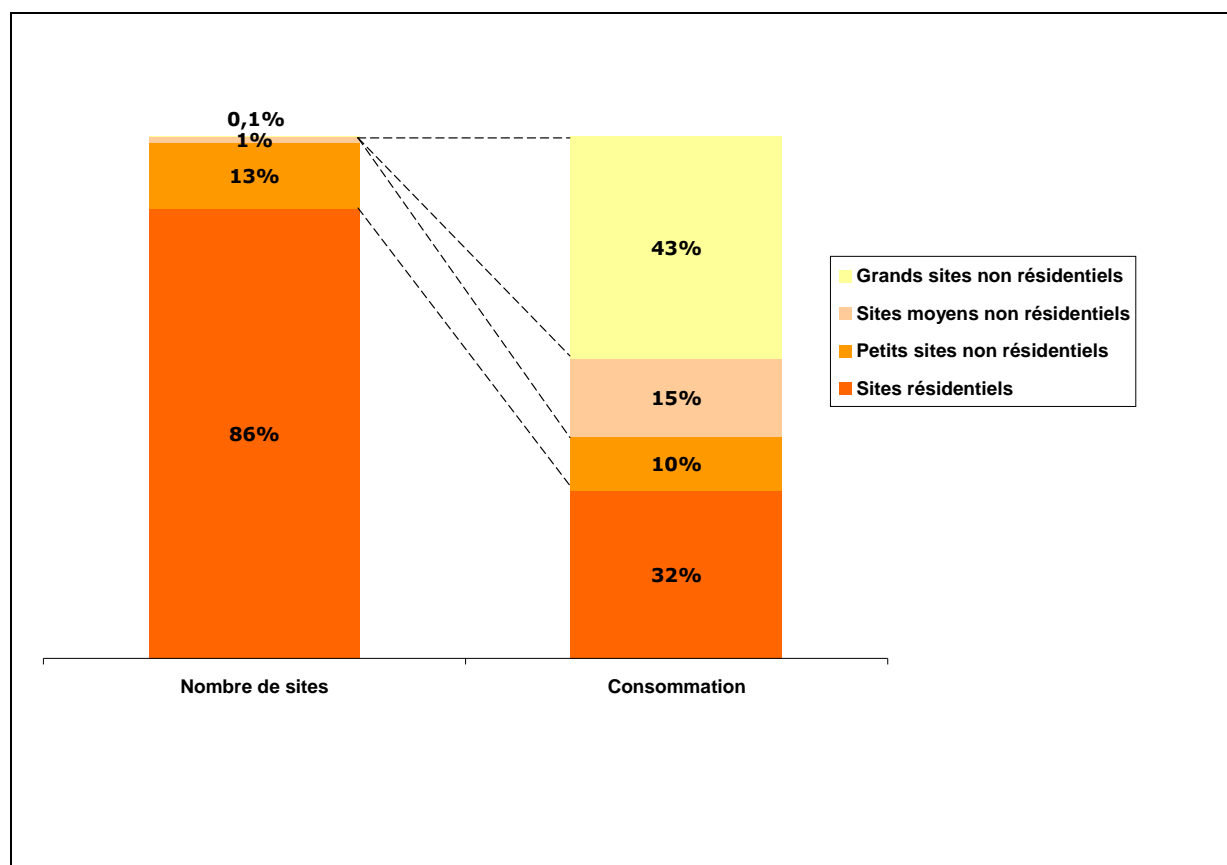
Les clients peuvent disposer de trois types de contrats :

- les contrats aux tarifs réglementés (proposés uniquement par les fournisseurs historiques).
- les contrats aux prix de marché (proposés par les fournisseurs historiques et par les fournisseurs alternatifs).
- les contrats au TaRTAM. L'accès à ce type de contrat suppose d'avoir préalablement souscrit un contrat en offre de marché.

La loi du 7 décembre 2006 a instauré un Tarif Réglementé Transitoire d'Ajustement au Marché (TaRTAM) qui donnait le droit aux clients d'en bénéficier jusqu'à 2009 à condition d'en avoir fait la demande avant le 1<sup>er</sup> juillet 2007.

Cette loi a été modifiée par la loi du 4 août 2008 qui donne le droit à un client en offre de marché de bénéficier du TaRTAM pour un site à condition d'en avoir fait la demande à son fournisseur avant le 30 juin 2010. Le TaRTAM est égal au tarif réglementé de vente hors taxes applicable au 15/08/2008, à un site de consommation présentant les mêmes caractéristiques, majoré de 23% pour les tarifs verts, 20% pour les tarifs jaunes et 10% pour les tarifs bleus<sup>9</sup>.

**FIGURE N° 10 : TYPOLOGIE DES SITES DE FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ AU 31 DÉCEMBRE 2009**



Source : données 2009, GRD, RTE, fournisseurs – Analyse : CRE

## 2.2 Les parts de marché

### A. ANALYSE EN TERME DE NOMBRE DE SITES

Un seul fournisseur (EDF) détient une part de marché supérieure à 5% du marché. Les parts de marché des 3 fournisseurs les plus significatifs (tous fournisseurs confondus) de chaque segment sont les suivants :

**TABLEAU N°10 : PARTS DE MARCHÉ (AU 31 DÉCEMBRE 2009)**

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%	95%	98%	95%	96%

Source : Données 2009, GRD, RTE, Analyses CRE

<sup>9</sup> Les segments sur lesquels s'appliquent ces coefficients de majoration sont indicatifs.

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.

Les fournisseurs historiques regroupent EDF, les entreprises locales de distribution (ELD) ainsi que leurs filiales. Un fournisseur historique n'est pas considéré comme un fournisseur alternatif en dehors de sa zone de desserte historique.

**TABLEAU N°11 : PARTS DE MARCHÉ DES 3 FOURNISSEURS HISTORIQUES LES PLUS SIGNIFICATIFS (AU 31 DECEMBRE 2009)**

Tous segments	Segment des grands sites non résidentiels	Segment des sites moyens non résidentiels	Segment des petits sites non résidentiels	Segment des sites résidentiels
94%	94%	98%	90%	94%

Source : Données 2009, GRD, RTE, Analyses CRE

Les fournisseurs alternatifs en France regroupent l'ensemble des fournisseurs qui ne sont pas historiques.

**TABLEAU N°12 : PARTS DE MARCHÉ DES 3 FOURNISSEURS ALTERNATIFS LES PLUS SIGNIFICATIFS (EN NOMBRE DE SITES AU 31 DECEMBRE 2009)**

Tous sites	Grands sites non résidentiels	Sites moyens non résidentiels	Petits sites non résidentiels	Sites Résidentiels
4%	3%	1%	8%	5%

Source : Données 2009, GRD, RTE, Analyses CRE

## B. ANALYSE EN TERME DE VOLUME DE CONSOMMATION

Un seul fournisseur (EDF) détient une part de marché supérieure à 5%. La part de marché en termes de volume des 3 fournisseurs historiques les plus significatifs est environ de 80% pour tous segments.

La part de marché des 3 fournisseurs alternatifs les plus significatifs est de 5% pour tous segments.

### 2.3 Les fournisseurs

Au 31 décembre 2009, 17 fournisseurs alternatifs nationaux et déclarés auprès de la CRE, possèdent au moins un client en portefeuille. Parmi ces fournisseurs alternatifs, 6 proposent des offres aux clients résidentiels.

#### A-FOURNISSEURS HISTORIQUES AYANT EGALEMENT UNE ACTIVITE DE PRODUCTION

En France, on dénombre plus de 160 fournisseurs historiques, qui assurent historiquement la fourniture et la distribution dans les zones géographiques :

- EDF, qui a également une activité de production ;
- Environ 160 Entreprises Locales de Distributions (ELD) parmi elles 56 ont une activité de production.

## **B-Fournisseurs alternatifs ayant également une activité de production**

Au 31 décembre 2009, 3 fournisseurs alternatifs actifs depuis l'ouverture des marchés, sont dotés de capacités de production en France : le groupe GDF Suez, la SNET (Groupe E.ON) et Poweo.

### **2.4 Les gestionnaires de réseaux**

RTE, filiale du groupe EDF depuis le 1<sup>er</sup> septembre 2005, est le gestionnaire du réseau de transport (GRT) d'électricité français, qui exploite, entretient et développe ce réseau.

ERDF, une filiale du groupe EDF depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2008, exerce une activité de gestionnaire de réseau de distribution (GRD), ainsi que les 160 ELD en France.

### **2.5 Le changement de fournisseur**

Des procédures standards ont été établies afin d'organiser le changement de fournisseur. Elles sont le fruit d'une concertation engagée par les différents acteurs du secteur (clients finaux, fournisseurs, distributeurs, transporteur, Administration). Les règles qui en découlent sont acceptées, tant par les utilisateurs que par les gestionnaires de réseaux et constituent des usages communément admis par la profession qui ne sont, à ce titre, pas dépourvus de valeur normative.

L'objectif qui avait été fixé par la CRE était que le changement de fournisseur soit simple, rapide, et gratuit.

## **A. LES DIFFÉRENTES ÉTAPES DE LA PROCÉDURE**

Dans le cadre d'un contrat unique, qui couvre à la fois les conditions de la fourniture de l'électricité 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 futur fournisseur doit assurer l'information du consommateur dans le respect des conditions fixées par la section 12 du Code de la consommation ;
- le client conclut un contrat avec son futur fournisseur, celui-ci devant matérialiser la volonté du client de changer de fournisseur ;
- le futur fournisseur informe le gestionnaire du réseau de distribution 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 gestionnaire de réseau de distribution accuse réception de la demande :
  - il vérifie la recevabilité de la demande (cohérence des informations techniques, de l'index auto-relevé s'il a été fourni) ;
  - il informe le fournisseur actuel du client ;
- le gestionnaire du réseau de distribution estime les index de bascule du client (l'index auto-relevé, si fourni, servant à fiabiliser l'estimation) :
  - il envoie au fournisseur actuel les index à la date du changement de fournisseur et la facture du solde correspondant ;
  - il envoie au futur fournisseur les mêmes index et la première facture correspondant à la part fixe du tarif réseau.



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.

## B. LES MOTIFS DE REFUS

Le gestionnaire du réseau de distribution peut s'opposer à une demande de changement de fournisseur si :

- un changement de fournisseur est déjà en cours, suite à une demande antérieure ;
- une fraude a été constatée sur les installations de comptage.
- une erreur ou incohérence technique est décelée (Point de livraison (PDL) inexistant, PDL résilié...)

## C. LES MODALITES DE RESILIATION ET LES DELAIS

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* ».

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, en respectant un délai minimum de 10 jours calendaires (selon les possibilités du GRD) et un maximum de 42 jours.

## D. COUTS LIES AU CHANGEMENT DE FOURNISSEUR

L'article 49 de la loi 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité 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 à quelque indemnité que ce soit* ».

Enfin, « *lorsqu'un client ayant déjà exercé ses droits à l'éligibilité change à nouveau de fournisseur, il est seul redevable des coûts générés par ce changement, notamment au gestionnaire du réseau auquel il est raccordé* ».

Cependant, dans le cas des clients résidentiels, la loi n°2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie introduisant l'article L.121-89 dans le Code de la consommation précise « *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.* »

## E. ANALYSE DES TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR

Les taux de switch ci-dessous 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.

**TABLEAU N°13 : TAUX DE SWITCH EN 2009**

Segment	2009
Sites non résidentiels	1,3%
Sites résidentiels	3,7%

Source : Données 2009, GRD, RTE, Analyses CRE

## 2.6 Les prix de détail

### A. LES TARIFS

Le tableau suivant présente la décomposition de la facture des clients aux tarifs réglementés de vente d'électricité au 31 décembre 2009 :

**TABLEAU N°14 : FACTURE AUX TARIFS REGLEMENTES DE VENTE D'ELECTRICITE AU 31 DECEMBRE 2009**

	Dc	Ib	Ig
Tarif intégré HT (hors CTA)	94,4	87,9	53,9
Tarif réseau (TURPE 3)	43,3	43,4	12,9
Part fourniture CTA	51,1	44,6	41,1
taxes locales (**)	3,1	4,0	0,7
CSPE(*)	8,3	2,9	0,0
TVA (***)	4,5	4,5	4,5
Tarif TTC	17,9	19,5	11,6
	125,1	114,8	70,0

Source : Données 2009, Analyses CRE

(\*) 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.

(\*\*) Les taxes locales correspondent à un pourcentage de 11 % à l'échelle nationale (13,2 %, pour Paris), appliqué à 80 % de la facture hors taxes dans le cas d'une puissance souscrite inférieure à 36 kVA et à 30 % de la facture hors taxes dans le cas d'une puissance souscrite comprise entre 36 kVA et 250 kVA. Pas de taxes locales pour les puissances supérieures à 250 kVA.

(\*\*\*) Pour les puissances inférieures ou égales à 36 kVA, la TVA correspond à 5,5 % de l'abonnement de la facture hors CSPE, 19,6 % sur le reste de la facture hors CSPE et 19,6% sur la CSPE. Pour les puissances supérieures à 36 kVA, la TVA correspond à 19,6 % appliqué à la facture hors taxes et aux autres taxes.

Remarques sur les hypothèses de calcul :

- la part réseau de la facture est calculée par application du tarif d'utilisation des réseaux aux caractéristiques des clients Eurostat (consommation annuelle  $c$ , consommation en heures creuses pour les résidentiels, puissance souscrite  $ps$  et durée d'utilisation  $c/(ps*8760)$  ;

- le tarif intégré HT est calculé par application des barèmes tarifaires aux caractéristiques des clients Eurostat ;
- la part fourniture de la facture est obtenue par différence entre la facture totale hors taxes et la facture réseau.

## **B. TARIFS REGLEMENTES ET CONCURRENCE**

La part fourniture 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. Elle comprend les coûts de production, de commercialisation ainsi que la marge bénéficiaire du fournisseur.

La part fourniture des offres de marché des grands et moyens sites est fondée sur le prix des marchés de gros. Depuis janvier 2004, la part fourniture de ces offres a dépassé le niveau de la part fourniture des tarifs réglementés de vente. Cet effet est d'autant plus accentué que la part fourniture des tarifs réglementés de vente, pour certains de ces sites, ne reflète pas la réalité des coûts de fourniture, et peut être négative.

Pour les petits sites (résidentiels et non résidentiels), la part fourniture des tarifs réglementés de vente est également inférieure aux prix des marchés de gros, mais dans des proportions moins importantes que pour les grands et moyens sites. L'écart entre le prix de l'énergie sur le marché de gros et le prix des offres sur le marché de détail est aussi appelé effet ciseau.

## **C. LES OFFRES DE MARCHE**

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, calé sur les prix du marché de gros. Pour les petits clients non résidentiels et résidentiels, il existe 2 types d'offres. Les plus nombreuses sont les offres dont le prix est défini par rapport au tarif réglementé de vente, et les autres dont le prix est construit par addition des tarifs d'accès au réseau et des prix de marché de gros.

En principe, la CRE n'a pas de connaissance des contrats signés entre les clients grands sites et les fournisseurs. Par contre, l'article L. 121-87 du code de la consommation ainsi que l'article 42 de la loi du 7 décembre 2006, oblige les fournisseurs de clients dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36 kVA à publier la description précise de leurs offres commerciales ainsi que leurs barème de prix.

Les fournisseurs alternatifs de petits clients non résidentiels et résidentiels proposent des offres qui comportent les caractéristiques suivantes :

- électricité certifiée d'origine renouvelable ou « verte » ;
- ampoules à économie d'énergie et d'autres cadeaux offerts lors de la souscription ;
- remise sur le prix si la consommation baisse ;
- prix fixe pendant une durée de un à deux ans.

Les offres de marché des fournisseurs alternatifs des clients résidentiels sont différentes. Pour un client type de 6 kVA base qui consomme 2600 KWh par an, ou un client type de 9 kVA heures pleines/heures creuses qui consomme 8500 KWh par an les offres peuvent être de 1% à 6% moins chères que les tarifs réglementés ou de 4% à 13% plus chère que les tarifs réglementés.

## **2.7 Les questions et les réclamations des consommateurs**

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'émettre une réclamation oralement ou par écrit. 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. 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 2009, le Service Energie-Info a renseigné plus de 440 000 consommateurs (pour ceux souhaitant connaître les coordonnées des différents fournisseurs, soit environ les deux tiers des appels, par l'intermédiaire d'un serveur vocal interactif). De plus, sur cette même période, le site internet a reçu 491 000 visiteurs.

## A. 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.

## B. RECLAMATIONS

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 :

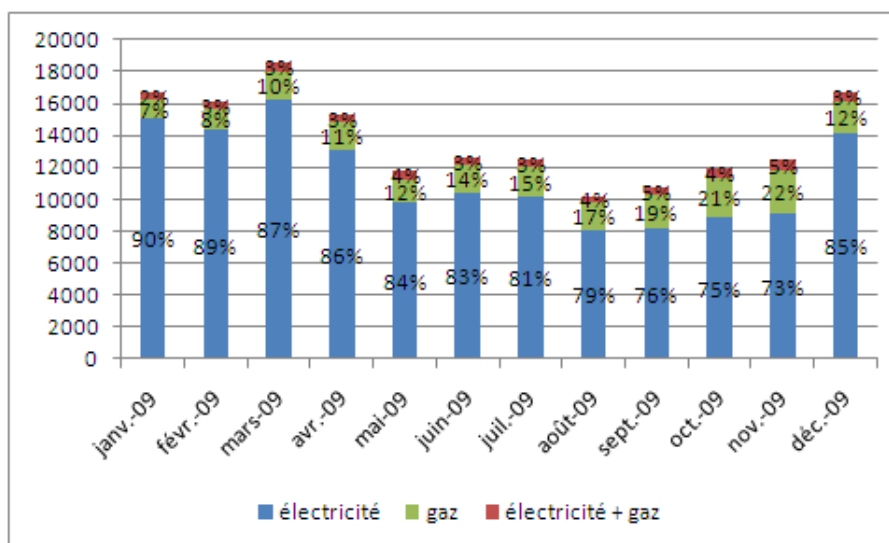
- des contestations de souscription, résultant de ventes sans commande préalable ou de pratiques commerciales jugées déloyales,
- des résiliations non demandées, résultant essentiellement d'erreurs techniques de la part des fournisseurs,
- des litiges liés à la facturation et à l'estimation des consommations par les fournisseurs,
- des litiges relatifs à la réalisation de raccordement aux réseaux de distribution d'électricité ou de gaz naturel.

Les réclamations concernent 2 % des demandes de consommateurs reçues par le service Energie Info. En 2009, ce service a traité environ 9 000 réclamations

- **Litiges entre un consommateur et un fournisseur :** La loi n'a pas confié à la CRE de compétence dans ce domaine. Lorsqu'il répond à une telle réclamation, le service Energie-Info informe le consommateur sur ses démarches et sur ses droits, et peut l'orienter vers le médiateur national de l'énergie (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) ou bien vers 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 (compétente pour sanctionner les infractions au code de la consommation). A noter que le médiateur national de l'énergie a reçu 5 111 saisines de consommateurs en 2009.
- **Litiges liés à l'accès ou à l'utilisation des réseaux :** Une fois les voies de résolution amiable d'un litige épuisées, le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS) de la CRE peut, dans certains cas, être saisi par un consommateur. Ces cas sont très rares, la plupart des différends trouvant une solution amiable avant la saisine du CoRDIS.

**FIGURE N° 11 : ENERGIE CONCERNEE PAR LES QUESTIONS & RECLAMATIONS DE CONSOMMATEURS (ELECTRICITE / GAZ / ELECTRICITE & GAZ)**

(périmètre : appels clients traités de façon individualisée - hors serveur vocal+ demandes écrites)



## 2.8 Relations contractuelles entre les clients et les fournisseurs

### A. RELATIONS AVEC LES CLIENTS PROFESSIONNELS

Les fournisseurs d'électricité sont, dans leurs relations avec les clients professionnels, soumis au droit commun du *Code civil* et du *Code du commerce*.

Les fournisseurs sont soumis à une obligation de transparence à l'égard de ces consommateurs. Ils doivent expliquer clairement leurs obligations et toute disposition contractuelle obscure ou ambiguë sera interprétée en leur défaveur.

La structure et le contenu des contrats conclus avec des consommateurs professionnels sont en principe libres, sous réserve de ne pas aller à l'encontre de la réglementation applicable.

Pour les petits consommateurs professionnels<sup>10</sup>, une liste d'informations précontractuelles et contractuelles a été définie par le législateur<sup>11</sup>. Depuis la loi n° 2008-776 du 4 août 2008 de modernisation de l'économie, ces informations doivent être mises à la disposition du client par écrit ou sur support durable préalablement à la conclusion du contrat. Pour cette catégorie de clients, le fournisseur est également tenu d'offrir la possibilité de conclure un « contrat unique » qui regroupe la fourniture et l'accès au réseau.

Les contrats relatifs à l'accès au réseau sont transmis à la CRE. Leurs dispositions se doivent d'être transparentes et non discriminatoires. Lorsque cela est nécessaire pour le règlement d'un différend soumis au CoRDiS, celui-ci peut fixer, de manière objective, transparente, non discriminatoire et proportionnée, les modalités de l'accès aux réseaux, ouvrages et installations ou les conditions de leur utilisation.

<sup>10</sup> Souscrivant une puissance électrique égale ou inférieure à 36 kilovoltampères

<sup>11</sup> Article 43 de la loi du 7 décembre 2006

La durée du contrat est libre. Elle peut être longue si le client le souhaite. La CRE s'est déclarée favorable à la mise en place de contrats de long terme, dans lesquels les fournisseurs s'engagent sur des prix dont l'évolution, au cours du contrat, serait liée à des indices transparents. Ces contrats doivent néanmoins être conformes au droit de la concurrence, notamment pour ce qui concerne les opérateurs en position dominante. La conclusion de contrats de long terme de fourniture d'électricité ne doit pas avoir pour objet, ou pour effet, l'éviction de concurrents. Par ailleurs, les clients doivent pouvoir résilier leur contrat par anticipation et les pénalités qui leur sont appliquées doivent être raisonnables.

En application de l'article L. 441-6 du code de commerce qui s'impose à l'ensemble des fournisseurs dans leurs relations contractuelles avec des clients professionnels, ils sont tenus de communiquer à un client professionnel qui en fait la demande, leurs conditions générales de vente. Celles-ci constituent le socle de la négociation commerciale et comprennent les conditions de vente, le barème des prix unitaires, les réductions de prix et les conditions de règlement.

L'article 22-VI de la loi du 10 février 2000 prévoit également que les fournisseurs sont tenus de communiquer aux clients souscrivant une puissance appelée  $\leq 36$  kVA 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.

Tout comme le contrat, le format de la facture est libre, excepté pour les petits consommateurs professionnels<sup>12</sup>.

Toute facture d'un fournisseur d'électricité doit *a minima* contenir les informations suivantes :

- ligne relative à l'énergie consommée facturée et au tarif d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution. Lorsque le fournisseur facture simultanément au consommateur la fourniture d'énergie et l'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution, la loi du 10 février 2000 (article 22-VII) prévoit d'une part que l'énergie facturée pour les contrats d'une puissance souscrite  $\leq 36$  kVA doit l'être en fonction de l'énergie consommée et, d'autre part, que chaque kWh consommé doit être facturé « *au minimum [...] au montant prévu par le tarif d'utilisation des réseaux* » ;
- lorsque le fournisseur a conclu avec son client un contrat « *unique* » englobant la fourniture et l'acheminement de l'électricité, il facture simultanément à son client la fourniture d'énergie et l'utilisation des réseaux publics. Dans ce cas, il identifie sur la facture le montant correspondant à l'utilisation des réseaux publics par son client (article 5-I du décret n° 2001-365 du 26 avril 2001 relatif aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité) ;
- Pour les clients n'ayant pas exercé leur éligibilité, le fournisseur applique le tarif réglementé de vente. Les factures indiquent, pour la catégorie tarifaire concernée, la proportion correspondant aux coûts d'utilisation des réseaux publics. Le fournisseur reverse au gestionnaire de réseau les sommes qu'il a perçues au titre de l'utilisation de ce réseau (article 5-I du décret du 26 avril 2001) ;

---

<sup>12</sup> L'arrêté du 2 juillet 2007 relatif aux factures de fourniture d'électricité ou de gaz naturel encadre les factures des petits professionnels et des particuliers.

- ligne relative à la contribution au service public de l'électricité (CSPE)
- ligne relative à la taxe sur la valeur ajoutée (TVA) en vertu du décret n° 2003-632 du 7 juillet 2003 ;
- ligne relative aux taxes locales (départementales et communales) en vertu du décret n° 2004-1210 du 15 novembre 2004 ;
- information sur l'origine de l'électricité fournie en application du décret n° 2004-388 du 30 avril 2004 (article 5) ;

D'autres lignes peuvent être librement ajoutées par les fournisseurs (par exemple pour détailler d'autres services délivrés par le fournisseur).

Pour les petits clients professionnels, l'arrêté du 2 juillet 2007 est allé plus loin et définit clairement les informations devant figurer sur les factures. Les postes d'information sont décrits de façon détaillée et le fournisseur doit indiquer au client le délai de préavis de résiliation de son contrat. Les petits clients professionnels sont également soumis aux nouvelles dispositions de l'article L. 121-87 du code de la consommation, introduites par l'article 89 de la loi n° 2008-776 du 4 août 2008 de modernisation de l'économie. Désormais, le consommateur n'est engagé auprès d'un fournisseur que par sa signature, sauf s'il demande expressément à bénéficier immédiatement de la fourniture d'énergie dans le cas d'un emménagement.

## **B. RELATIONS AVEC LES CLIENTS RESIDENTIELS**

Les fournisseurs d'électricité sont, dans leurs relations avec les clients résidentiels, soumis au *Code civil* et au *Code de la consommation*.

L'article 42 de loi du 7 décembre 2006 a introduit une nouvelle section dans le code de la consommation, règlementant les contrats de fourniture d'énergie.

Les offres des fournisseurs doivent comporter, comme le précise l'article L. 121-87 du code de la consommation, seize types d'informations précontractuelles pour permettre aux consommateurs de les comparer avant de fixer leur choix. Depuis la loi n° 2008-776 du 4 août 2008 de modernisation de l'économie, ces informations doivent être mises à la disposition du client par écrit ou sur support durable préalablement à la conclusion du contrat.

Les fournisseurs sont tenus d'offrir la possibilité aux clients résidentiels de souscrire un « contrat unique » couvrant à la fois l'acheminement et la fourniture.

Le contrat du fournisseur doit respecter un certain formalisme, il doit notamment :

- 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 (...).

Certaines dispositions sont encadrées :

- La durée des contrats : les fournisseurs ont l'obligation de proposer au consommateur résidentiel, parmi leurs offres, un contrat d'un an ;
- La résiliation des contrats : l'objectif étant d'éviter toute interruption de fourniture en cas de changement de fournisseur et de limiter la facturation de frais pour le consommateur.

L'article 89 de la loi n° 2008-776 du 4 août 2008 de modernisation de l'économie modifie l'article L. 121-89 du Code de la consommation.



Désormais, le consommateur n'est engagé auprès d'un fournisseur que par sa signature, sauf s'il demande expressément à bénéficier immédiatement de la fourniture d'énergie dans le cas d'un emménagement.

### **3 Abus de position dominante**

#### **3.1 Marché de gros**

##### **A. LES VIRTUAL POWER PLANTS**

Depuis 2001, EDF est tenu de vendre des VPP (*Virtual Power Plants*) qui sont un élément essentiel du marché de gros français. Ce sont des capacités virtuelles de production mises régulièrement aux enchères par EDF à la suite de la décision<sup>13</sup> de la Commission européenne l'autorisant à prendre une participation de 34,5 % dans l'électricien allemand EnBW.

En 2009, les VPP ont représenté 40 % 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. LA TRANSPARENCE DE LA PRODUCTION**

La transparence des informations concernant la production est une condition essentielle du bon fonctionnement des marchés de gros.

Cette condition 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 marchés 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'Electricité (UFE) publie des informations *ex post* et *ex ante* sur la disponibilité et l'utilisation du parc des principaux producteurs français. RTE assure leur mise en ligne sur son site internet, sans toutefois en garantir l'exactitude.

- Les informations couvrent la totalité des grandes centrales françaises, qui représentent environ 91% du volume de production ;
- Ces informations prévisionnelles portent sur des durées allant du jour suivant aux trois années suivantes. Elles couvrent ainsi les principales échéances à terme traitées sur le marché français ;
- Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2009, les informations sur la disponibilité prévisionnelle de la veille corrigée des indisponibilités fortuites constatées sont publiées ;
- Les données de disponibilités prévisionnelles de court terme (c'est-à-dire de 1 à 7 jours) sont actualisées quotidiennement, y-compris les jours non-ouvrés.

En vue d'améliorer le dispositif en place, l'UFE a annoncé à la fin de l'année 2009, la publication additionnelle des informations sur la publication de la puissance disponible prévisionnelle à court et moyen termes pour chaque unité de production de puissance nominale supérieure à 100 MW dès la mi 2010.

---

<sup>13</sup> Décision du 7 février 2001.

La publication sous 30 minutes, des arrêts fortuits des unités de production de puissance nominale supérieure à 100 MW est également attendue à la fin de 2010.

## C. LA SURVEILLANCE DES MARCHES DE GROS

### a. LES ENJEUX DE LA SURVEILLANCE

L'article 28 de la loi du 10 février 2000, dans sa rédaction issue de la loi du 7 décembre 2006, a confié à la CRE la mission de surveillance des marchés. Il dispose que 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 s'assure de la cohérence des offres des fournisseurs, négociants et producteurs avec leurs contraintes économiques et techniques* ». La loi prévoit également que, si la CRE vient à détecter des pratiques délictueuses, son président saisit l'Autorité de la concurrence.

La surveillance d'un marché vise à détecter tout comportement anticoncurrentiel. 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 en 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.

### b. LES RAPPORTS DE LA CRE EN MATIERE DE SURVEILLANCE DES MARCHES

Le deuxième rapport de la CRE sur le fonctionnement des marchés de gros français de l'électricité et du gaz naturel a été publié en décembre 2009. Il rend compte des activités de la CRE dans le domaine de la surveillance des marchés de gros. Il 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 a donné compétence à la CRE pour surveiller les marchés.

Le rapport s'appuie également sur les retours d'expérience issus des échanges et interactions avec les différentes parties prenantes, à travers notamment les consultations publiques menées par la CRE en 2008 et 2009.

Dans le cadre de ce rapport, la CRE a rendu publiques les conclusions des audits qu'elle a mené sur la méthode mise en œuvre par EDF pour valoriser son parc de production nucléaire et hydraulique.

Ces audits, annoncés dans la délibération du 9 janvier 2009, ont été, engagés en mai 2009, et se sont achevés en décembre 2009. Ils ont été menés avec l'appui de consultants externes.

Les conclusions de ces travaux ne remettent pas en cause les principes de valorisation retenus, qui consistent à minimiser les coûts de production.

Les audits engagés ont également porté sur les modalités d'intervention d'EDF Trading sur les marchés et sur ses outils d'optimisation journaliers. Les offres d'EDF Trading sont globalement cohérentes avec les coûts marginaux. Une analyse ex-post des coûts marginaux et des prix spot sur la bourse EPEX a été effectuée sur la base d'une estimation des heures où EDF est supposée être marginale. Sur le fondement des résultats des audits effectués, la CRE a constaté que les écarts observés entre prix et coûts sont à des niveaux qui ne traduisent pas l'exercice d'un pouvoir de marché.

L'écart entre prix spot et coûts marginaux fait désormais l'objet d'un suivi régulier par la CRE.

#### **D. LES RECENTES FUSIONS ET ACQUISITIONS**

La Commission européenne a autorisé le 12 novembre 2009 le projet de prise de contrôle du deuxième producteur d'électricité de Belgique, SPE, par EDF. Le groupe public Electricité de France (EDF) avait décidé en mai de prendre le contrôle à 51% de SPE, jusqu'alors aux mains du britannique Centrica.

La Commission redoutait qu'avec cette acquisition, EDF renonce à investir dans de nouvelles centrales de production électrique actuellement au stade de projet en Belgique.

Pour lever les inquiétudes de la Commission, "EDF s'est engagée à céder immédiatement les actifs de l'une de ses sociétés chargée du développement de l'un des projets". EDF s'est de surcroît engagée à céder d'ici à juin 2012 ses actifs dans une autre société chargée du développement d'une deuxième centrale, "au cas où aucune décision d'investissement n'était prise avant cette date" ou si EDF renonçait à mettre en œuvre le projet.

### **4 Actions pour abus de position dominante**

#### **4.1 L'affaire Gaz et Electricité de Grenoble (GEG)**

Le 12 juillet 2005, la CRE a saisi l'Autorité de la Concurrence de pratiques de l'opérateur historique Gaz et Electricité de Grenoble (GEG) à l'égard de la société Poweo dans le secteur de la fourniture et de la distribution d'électricité à Grenoble.

Poweo, fournisseur alternatif d'électricité et de gaz, a été autorisé par le ministère chargé de l'énergie pour exercer une activité de fournisseur d'électricité. Pour pouvoir desservir ses clients, il a signé un contrat d'accès au réseau de transport de l'électricité d'EDF (RTE) et avec les gestionnaires des réseaux de distribution approvisionnant ses clients, à savoir GRD-EDF et ELD.

A Grenoble, Poweo a signé le 5 janvier 2005 un contrat d'accès au réseau de distribution de GEG, dit contrat GRD-F.

Poweo a entrepris, à partir de février 2005, de démarcher les professionnels éligibles par l'intermédiaire de « revendeurs indirects », et de les convaincre de souscrire à ses offres. Pour appuyer cette action commerciale, Poweo a lancé une campagne de publicité montrant des professionnels qui indiquaient leur satisfaction à l'égard des avantages procurés, chiffres à l'appui, par l'offre Poweo. L'opérateur historique GEG n'est pas resté sans réaction devant les démarches commerciales de son nouveau concurrent. Les faits portés à la connaissance de l'Autorité par la Commission de régulation de l'énergie sont intervenus à l'occasion de la contre-offensive de GEG.

L'Autorité de la concurrence a rendu sa décision le 25 Mars 2009, par laquelle elle sanctionne Gaz et Electricité de Grenoble (GEG), société d'économie mixte locale détenue conjointement par la ville de Grenoble (50 %), Suez Énergie Services (38,22 %), EDEV, filiale d'EDF (4,31 %) et COGAC, filiale de GDF (4,31 %), à hauteur de 320 000 euros, pour avoir abusé de sa position dominante sur le marché de la fourniture d'électricité pour les petits professionnels en 2005.

L'Autorité a estimé que GEG, qui détenait le monopole de la fourniture d'électricité dans la région de Grenoble jusqu'au 1er juillet 2004, a abusé de la position dominante qu'elle occupait, en tant que fournisseur historique, en se livrant, courant 2005, à des pratiques de dénigrement à l'encontre de son concurrent Poweo et en associant à ces pratiques la diffusion d'une communication institutionnelle entretenant la confusion entre ses activités de distributeur exercées dans le cadre du service public et celles de fournisseur soumises à la concurrence. L'Autorité a estimé que la pratique reprochée à GEG est grave, car elle a permis d'exclure un nouvel acteur d'un marché qui venait de s'ouvrir à la concurrence.

En effet, à la suite de ces pratiques, Poweo, premier opérateur alternatif à prospecter le marché de l'électricité pour les petits professionnels, a vu sa progression ralentie puis stoppée au point de le déterminer à mettre un terme à son action commerciale à Grenoble. GEG a ainsi pu consolider sa position dominante, retrouvant, à quelque 190 clients près, la situation de monopole sur le marché pertinent qui était la sienne antérieurement au 1er juillet 2004. Au regard de ces éléments, l'Autorité de la concurrence a infligé à GEG une sanction de 320 000 €.

Cette décision a fait l'objet d'un recours devant la cour d'appel de Paris, qui au 31 décembre 2009 ne s'est pas encore prononcée.

## **IV . La régulation du marché du gaz naturel**

En application de l'article 25 § 1, de la directive 2003/55/CE

### **1 Le développement des initiatives régionales dans le gaz**

Le développement des échanges transfrontaliers est un facteur déterminant de la création d'un marché unique européen concurrentiel du gaz. Dans cette perspective l'ERGEG a lancé, au printemps 2006, les initiatives régionales (IR), créées en fonction des problématiques propres à chaque zone. Elles visent à favoriser l'intégration des marchés à un niveau régional, première étape avant l'achèvement du marché intérieur du gaz, par le biais d'actions concrètes. Plusieurs thèmes transversaux structurent les chantiers en cours au sein des IR dont l'accès aux interconnexions, l'interopérabilité, la transparence et les investissements. La CRE accorde une importance particulière à la coopération avec ses homologues européens et, par sa position géographique, participe aux initiatives Nord-Ouest et Sud. En outre, la CRE préside conjointement avec l'Ofgem, le régulateur britannique, la *Gas Regional Initiative Task Force* (GRI TF), groupe de travail de l'ERGEG chargé de coordonner les trois initiatives régionales, qui regroupent les pays suivants :

- La région Nord-Ouest regroupe l'Allemagne, la Belgique, le Danemark, la France, la Grande-Bretagne, l'Irlande, les Pays-Bas et la Suède ;
- La région Sud regroupe l'Espagne, la France et le Portugal ;
- La région Sud-Est regroupe l'Autriche, la Grèce, l'Italie et les Etats membres d'Europe Centrale et Orientale (Hongrie, Pologne, République tchèque, Slovaquie et Slovénie).

### **Encadré n°6 : État d'avancement des travaux de la Région Nord-Ouest (Allemagne, Belgique, Danemark, France, Grande-Bretagne, Irlande, Pays-Bas et Suède)**

La région Nord-Ouest constitue le cœur du marché gazier européen. Principale zone de consommation de l'UE, elle regroupe un grand nombre de systèmes gaziers interconnectés et comprend les principaux hubs européens. Les enjeux liés au développement des flux transfrontaliers dans la région sont donc très importants en termes de développement de la concurrence, d'émergence de places de marché efficaces et de renforcement des interactions entre pays au bénéfice de la sécurité d'approvisionnement.

Or, malgré la densité des infrastructures, il subsiste certains obstacles pour les expéditeurs, tels que des problèmes de compatibilité des différentes règles d'allocation, l'accès à l'information sur les capacités disponibles et la congestion physique et contractuelle. Améliorer la transparence, gérer les points d'interconnexion de manière plus efficace et accroître les capacités de transport transfrontalières sont les priorités.

La CRE co-dirige un projet sur l'amélioration du climat d'investissement avec le régulateur hollandais (NMa), qui intègre une réflexion sur les plans régionaux décennaux de développement du réseau. En octobre 2009, la CRE a également pris la codirection, aux côtés d'E.ON Ruhrgas, du groupe de travail dédié au développement des marchés secondaires de capacité dans les pays de l'initiative régionale Nord-ouest.

Concernant les projets d'investissement, deux open seasons ont été lancées entre la France et la Belgique.

#### **Open season pour l'allocation de capacités à l'interconnexion de Taisnières**

En 2007, GRTgaz et Fluxys ont lancé un appel au marché (open season) pour développer les capacités de transport au point d'interconnexion de Taisnières H avec une mise à disposition de ces capacités prévue en décembre 2013.

A l'issue de l'open season et de sa prolongation début 2010, 14 expéditeurs ont réservé et confirmé 339 GWh/j de capacités fermes d'entrée en France depuis la Belgique pendant au moins 10 ans. Cette demande nécessite finalement la création de 50 GWh/j de capacité ferme d'entrée à Taisnières H.

Ce développement portera la capacité totale de l'interconnexion à 640 GWh/j et permettra de répondre à la demande exprimée lors de l'open season de la manière suivante :

- 206 GWh/j étaient d'ores et déjà réservés sur le long terme ;
- 339 GWh/j sont alloués aux expéditeurs ayant réservé des capacités lors de l'open season ;
- 95 GWh/j seront dédiés aux capacités de court terme.

#### **Open season France / Belgique**

En 2010 une nouvelle open season entre les transporteurs français et belge, GRTgaz et Fluxys sera lancée. L'objectif est d'évaluer l'intérêt des acteurs de marché pour la création d'un nouveau point d'interconnexion entre les deux réseaux, à une centaine de kilomètres au nord de Taisnières (Veurne) permettant de créer des capacités de transport de la France vers la Belgique de l'ordre de 400 GWh/j. Les acteurs de marchés présents au PEG Nord auront l'opportunité d'envoyer du gaz non odorisé arrivant à Dunkerque via le Franpipe et le futur terminal méthanier de Dunkerque LNG vers les marchés belge, allemand, britannique ou néerlandais.

### **Les marchés secondaires de capacités dans le Nord-ouest de l'Europe**

Dans sa première phase (2008/2009), le projet a permis la création de deux plateformes d'échange de capacités (APX-ENDEX et trac-x) à la frontière entre l'Allemagne et les Pays-Bas (Bunde-Oude Statenzijl) et à la frontière entre l'Allemagne et le Danemark (Ellund). La deuxième phase entreprise à l'automne 2009 a permis de concrétiser la participation de la plateforme franco-belge Casquare permettant l'échange de capacités au point d'interconnexion de Blarégny / Taisnières.

La nouvelle priorité de ce projet est d'améliorer la liquidité des échanges sur chacune de ces plateformes et d'étendre le nombre de points d'interconnexion transfrontaliers couverts. Une étude permettant d'identifier les barrières aux échanges et de cibler les attentes des expéditeurs est en cours de réalisation.

## **Encadré n°7 : État d'avancement des travaux de la Région Sud (Espagne, France, Portugal)**

La région Sud a pour priorité d'améliorer l'intégration du marché ibérique au reste de l'Europe. Le développement des interconnexions entre l'Espagne et la France est le principal chantier de cette région.

Dès 2007, les GRT espagnol Enagas, et français TIGF et GRTgaz ont travaillé à un plan commun de développement des infrastructures à l'horizon 2013 et 2015. Ce plan identifie les investissements à réaliser pour le renforcement des interconnexions existantes (à Larrau et Biriadou), ainsi que pour la création d'un nouveau corridor gazier à l'est des Pyrénées (le projet Midi-Catalogne, dit « Midcat »).

Les enjeux associés à ces développements sont particulièrement importants, contribuant à la diversification des approvisionnements en Espagne et dans le sud de la France. Comme en témoigne le succès des procédures d'allocation des capacités au point de Larrau qui se sont déroulées fin 2008, où une procédure de vente par guichet (*open subscription period*, OSP) avait permis l'allocation conjointe de capacité de long terme entre la France et l'Espagne.

### **Le développement des capacités futures : consultation de marché et open seasons pour l'interconnexion 2013 et 2015**

L'open season 2013 lancé en juillet 2009 a permis de décider du renforcement majeur du point d'interconnexion de Larrau. A compter de 2013, Larrau deviendra ainsi un point d'importation et d'exportation de gaz d'une capacité de 5,5 Gm<sup>3</sup>/an dans les deux directions, soit un tiers de la consommation du Sud de la France. A l'issue de cette open season, huit expéditeurs se sont vus allouer de la capacité à cette interconnexion. Ce renforcement de la capacité d'interconnexion entre la France et l'Espagne contribuera de manière décisive au développement du marché dans le Sud de la France, grâce à l'amélioration de l'approvisionnement du Sud de la France et à la diversification de son approvisionnement.

Poursuivant le développement des interconnexions entre la France et l'Espagne, les quatre transporteurs français et espagnols lanceront en 2010, une seconde open season.

Le plan d'action de la région Sud prévoit aussi le développement de méthodes de gestion de la congestion coordonnées ainsi que l'accompagnement de la mise en œuvre des dispositions du 3<sup>ème</sup> paquet relative à la transparence.

## **2 Gestion et allocation de la capacité d'interconnexion**

### **2.1 Les congestions sur le réseau de transport**

L'activité des expéditeurs sur le réseau français s'est développée au cours de l'année 2009 permettant une augmentation significative de la concurrence dans les diverses zones géographiques. En décembre 2009, 57 expéditeurs étaient actifs sur le réseau de GRTgaz et 19 sur le réseau TIGF, contre respectivement 49 et 16 en décembre 2008.

Il subsiste une congestion physique entre le nord et le sud de la France. La capacité de transport commercialisable de la zone Nord à la zone Sud de GRTgaz est en effet limitée à 230 GWh/j de capacités fermes et 230 GWh/j de capacités interruptibles.



Le lien entre les zones GRTgaz Nord et GRTgaz Sud est crucial pour l'approvisionnement en gaz du Sud de la France, mais aussi pour le bon fonctionnement du marché puisque la plupart des fournisseurs ne peuvent accéder aux clients du Sud de la France que par le Nord.

En 2009, cette liaison a été très fortement utilisée, à hauteur de 96% en moyenne. Cette utilisation quasi-maximale de la liaison Nord-Sud est possible grâce à la mise en place de nominations en ce point permettant l'application du mécanisme d'UIOLI court terme interruptible. Ce mécanisme permet aux expéditeurs de nommer des quantités supérieures à celles réservées.

Ce mécanisme permet ainsi une optimisation de l'utilisation de la liaison Nord-Sud en redistribuant la capacité entre expéditeurs.

GRTgaz prévoit deux étapes pour éliminer progressivement cette congestion dans son plan d'investissement à 10 ans pour la période 2009-2018 (Cf. VI 2.2 « Les projets d'infrastructure »).

GRTgaz et TIGF ont mené en 2009 une étude commune sur la base d'un modèle commun du réseau gazier français et de scénariode flux pertinents afin, notamment, d'identifier les congestions majeures du réseau de transport de gaz français à court et moyen termes et d'évaluer les conditions de mise en œuvre des orientations de la CRE du 2 juillet 2009 concernant le traitement de l'interface entre la zone Sud de GRTgaz et la zone TIGF à compter du 1er avril 2011.

Les principales conclusions de cette étude sont les suivantes :

- le modèle commun du réseau de transport français développé par les deux transporteurs permet une meilleure prise en compte des interactions entre les réseaux et conduit ainsi au relâchement de certaines contraintes dès 2010 ;
- il n'existe pas de congestion structurelle à l'interface entre les réseaux de GRTgaz et TIGF à l'horizon 2013 mais seulement quelques scénarios dont l'occurrence sera faible, pour lesquels les flux physiques pourraient être contraints ;
- une règle opérationnelle est proposée par GRTgaz afin de répondre à cette problématique.

La CRE considère que les conditions techniques sont réunies pour mettre en œuvre les orientations énoncées dans sa délibération du 2 juillet 2009. Toutefois, compte tenu des délais de mise en œuvre, cette évolution ne pourrait intervenir qu'en avril 2013 sur la base d'une décision programmée pour la fin de l'année 2010.

## **2.2 Mécanismes visant à faire face à la congestion**

Différents mécanismes de traitement de ces congestions sont en place.

### **A. LES CAPACITES RESTITUABLES**

Sur tous les points d'entrée, de sortie (à l'exception d'Oltingue) ou d'interface réseaux de GRTgaz, un mécanisme de capacités restituables est en place et est utilisé par des expéditeurs nouveaux entrants. Pour chaque point d'entrée, les expéditeurs ayant souscrit plus de R% de la capacité ferme annuelle totale s'engagent à remettre à disposition du marché une fraction R de leur capacité ferme annuelle ou saisonnière sous la forme de capacités restituables, afin que d'autres expéditeurs puissent en bénéficier. La fraction R de capacité restituable est définie dans le tableau suivant :

**TABLEAU N°15 : FRACTION DE CAPACITE FERME ANNUELLE RESTITUABLE POUR CHAQUE PEG**

Point concerné	Dunkerque	Obergailbach	Taisnières H	Taisnières B
R	20 %	20 %	0 %	15 %

La capacité restituable est considérée comme de la capacité ferme. Elle est attribuée selon les règles de souscription et d'allocation des capacités sous forme d'*Open Subscription Period* (OSP) et est commercialisée pour des durées de 1 à 4 ans.

### **B. USE IT OR LOOSE IT (UIOLI) COURT TERME INTERRUPTIBLE**

Le mécanisme UIOLI court terme est mis en œuvre sur les réseaux des deux transporteurs français. Il permet à un expéditeur de demander des capacités supplémentaires au-delà de ses souscriptions (fermes et interruptibles).

Les capacités UIOLI sont demandées au jour le jour pour le lendemain. Par conséquent, les capacités pour le jour J sont demandées par le biais des nominations (au-delà des droits) à partir de 14h le jour J-1 jusqu'à 3h 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.

Le tarif comprend un terme proportionnel à la capacité UIOLI utilisée, égal à 1/500<sup>ème</sup> du prix de la souscription ferme annuelle du point d'entrée ou à 1/1500<sup>ème</sup> de la somme des prix de souscription saisonnière ferme été et hiver.

Au cours de l'année 2009, les quantités acheminées grâce au mécanisme d'UIOLI court terme ont représenté 2493 GWh.

### **C. USE IT OR LOOSE IT (UIOLI) LONG TERME**

GRTgaz et TIGF peuvent recourir à la procédure UIOLI long terme qui a pour objet de re-commercialiser les capacités souscrites non utilisées. Cette procédure n'a pas encore été utilisée.

### **D. MARCHE SECONDAIRE DE CAPACITES ET CAPACITES AUX FRONTIERES**

Les expéditeurs ont la possibilité de procéder à des échanges de capacités (capacités d'entrée, capacités de sortie vers les Points d'Interconnexion Réseaux (PIR), capacités de liaison et capacités d'entrée et de sortie aux Points d'Interconnexion Transport Stockage (PITS)).

En règle générale, seul le droit d'usage des capacités fait l'objet de la cession, le propriétaire initial conservant ses obligations vis à vis du GRT. Le droit d'usage échangé peut aller jusqu'à un pas de temps journalier, quelle que soit la durée de la souscription initiale. Toutefois, lorsque la cession porte sur des souscriptions annuelles dans leur intégralité, l'acquéreur récupère l'ensemble des droits et obligations liés à ces souscriptions.

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.

La liquidité du marché secondaire de capacités de transport de gaz en France reste limitée. Au cours des huit premiers mois d'expérimentation (janvier 2009 – août 2009), Capsquare a enregistré un volume de capacité échangée de 12 321 GWh dont 4 % seulement en multilatéral entre un nombre très restreint d'acteurs.

## **Capsquare**

Le gestionnaire du réseau de transport belge Fluxys et GRTgaz ont élaboré une plateforme commune, nommée « capsquare », ouverte à tous les transporteurs de gaz naturel européens qui le souhaitent ; celle-ci doit contribuer à la construction du marché européen du gaz et à réduire les coûts pour les utilisateurs. Cette plateforme, permettant à l'offre et à la demande de capacités de se rencontrer est de nature à favoriser l'émergence d'un marché secondaire de capacité de transport plus liquide et plus transparent.

Les modalités finales de la proposition de GRTgaz ont été communiquées au marché et à la CRE fin septembre 2008, en vue d'une mise en service de la plateforme au 1er janvier 2009. La plateforme Capsquare regroupe :

- une offre d'échange multilatéral et anonyme de capacités entre expéditeurs ;
- une offre de notification, permettant l'enregistrement auprès de GRTgaz des capacités échangées de gré à gré ;

Ces offres concernent des cessions temporaires (droits d'usage) sur des produits standards de durée inférieure à un an et des cessions complètes (titre) de capacités fermes annuelles.

- cette plateforme est l'outil unique mis à disposition par GRTgaz pour l'échange de capacités ;
- le service automatique et sans surcoût existant pour l'enregistrement des cessions de droits d'usage conclues de gré à gré est transféré du site client de GRTgaz, ECT, à Capsquare ;
- le service manuel (par fax ou courrier) et sans surcoût existant pour l'enregistrement des cessions de capacités complètes conclues de gré à gré est maintenu ;
- l'accès à la plateforme est payant pour le service d'échange multilatéral et pour le service de notification des échanges de gré à gré, afin de couvrir les coûts de développement et de gestion de cet outil. Le prix, composé d'un abonnement fixe pour accéder à la plateforme et d'un terme proportionnel aux capacités échangées, serait établi par GRTgaz.

Par sa délibération portant décision du 3 décembre 2008, et conformément aux règles tarifaires en vigueur au 1er janvier 2009, la CRE a précisé que GRTgaz peut proposer, à titre expérimental, les services liés à la plateforme d'échange de capacités de transport de gaz Capsquare. Le service d'enregistrement des notifications d'échange de capacités de transport, qui est un élément constitutif de l'offre régulée de transport de gaz, doit demeurer gratuit et d'un niveau de qualité équivalent à celui offert via le portail client ECT.

Par cette même délibération, la CRE a également étendu les règles de cession coordonnée des capacités à l'interface entre les réseaux de TIGF et de GRTgaz (sortie du réseau d'un transporteur et entrée sur le réseau de l'autre transporteur) au marché secondaire.

## E. LES MODALITES DE RESERVATION DES CAPACITES

La diversité des durées de souscription de capacités de transport est un outil de flexibilité supplémentaire qui permet de fluidifier l'accès aux capacités. Ces capacités peuvent être fermes ou, le cas échéant, interruptibles. Les règles d'attribution des capacités de transport sont publiées par chaque GRT sur leur site Internet.

Il est possible de réaliser :

- des souscriptions annuelles, avec un préavis long (supérieur à 7 mois)
- des souscriptions annuelles à préavis court (entre un et 7 mois)
- des souscriptions mensuelles ou quotidiennes.

GRTgaz et TIGF utilisent les règles d'allocation suivantes :

- **GRTgaz**

GRTgaz attribue les demandes de capacités de bandeaux annuels à préavis long selon le principe du premier arrivé, premier servi, à l'exception de celles qui entraînent la restitution de capacités par un autre expéditeur.

Les demandes de capacités de bandeaux annuels à préavis court sont attribuées dans un premier temps (entre le 11<sup>ème</sup> et le 20<sup>ème</sup> jour civil du mois M-7) suivant le principe des Open Subscription Periods (OSP). En cas de pénurie, la répartition des droits est ensuite effectuée au prorata des demandes. Dans le cas où, à l'issue de la précédente allocation, la totalité de la capacité ferme et de la capacité restituable a été allouée, GRTgaz ouvre une période d'OSP portant sur des réservations annuelles de capacité interruptible. Les autres demandes arrivant entre le 21<sup>ème</sup> jour civil du mois M-7 ou le 1<sup>er</sup> jour du mois M-6 (si OSP pour les demandes de capacité interruptible) et le dernier jour du mois M-2 sont attribuées suivant la règle du premier arrivé, premier servi.

Les demandes de capacités mensuelles sont attribuées entre le 21<sup>ème</sup> jour civil du mois M-2 et le 15<sup>ème</sup> jour civil de M-1. GRTgaz ouvre une OSP pour toutes les demandes reçues entre le 21<sup>ème</sup> jour de M-2 et le dernier jour de M-2. Toutes les demandes reçues entre le 1<sup>er</sup> et le 15<sup>ème</sup> jour civil du mois M-1 sont attribuées suivant la règle du premier arrivé, premier servi.

Les souscriptions quotidiennes de capacité pour chaque jour sont attribuées suivant le principe du premier arrivé premier servi.

GRTgaz commercialise aux enchères chaque jour (entre 10h et 12h pour le lendemain) les capacités fermes quotidiennes restant disponibles après 9h.

- **TIGF**

TIGF alloue les capacités selon le principe du premier arrivé premier servi.

Pour l'allocation des capacités à l'interface entre la zone d'équilibrage Sud de GRTgaz et la zone TIGF, une procédure d'OSP de GRTgaz, permettant une vente coordonnée et conjointe entre TIGF et GRTgaz, a été mise en place. Les deux GRT ont mis en place et publié à compter du 15 septembre 2008 des « Règles de souscription et d'allocation des capacités à l'interface GRTgaz sud/TIGF ». Ces règles font actuellement l'objet d'une réflexion en groupe de Concertation Gaz.

A Larrau, point d'interconnexion France-Espagne, ENAGAS (GRT espagnol) et TIGF ont décidé de coordonner la commercialisation des capacités et ont publié « *Procedures for the commercialisation of existing and committed capacity at the cross border point of Larrau between France and Spain* ». Ces règles s'appliquent à la souscription des capacités fermes disponibles à Larrau à partir d'avril 2009 et prévoient une OSP à moyen terme (qui s'est conclue en novembre 2008) et une OSP à court terme qui se déroulera chaque année en octobre. Les capacités fermes encore disponibles après ces OSP, ainsi que les capacités interruptibles, sont commercialisées par TIGF selon le principe premier arrivé, premier servi.

Par ailleurs, quels que soient les points d'entrée ou les liaisons, 20% des capacités sont commercialisées avec un préavis court, permettant ainsi de mettre en vente une partie des capacités pour les besoins court terme. Cette règle est destinée à favoriser les nouveaux entrants qui sont moins en mesure que les opérateurs historiques de faire des souscriptions à préavis long. Son efficacité pourrait être renforcée si elle était valable dans l'ensemble des Etats membres, ce qui n'est pas le cas aujourd'hui.

La réglementation actuellement en vigueur prévoit que, sur le réseau de GRTgaz, les capacités de transport sont attribuées automatiquement aux points d'interface avec les terminaux méthaniers, en fonction des capacités de regazéification souscrites, et aux points d'interface avec les stockages, à hauteur des capacités de stockage souscrites.

## **F. OBLIGATIONS DE TRANSPARENCE**

Le développement d'un marché concurrentiel du gaz nécessite que tous les acteurs de marché puissent avoir accès, dans des conditions transparentes et non discriminatoires, à des informations détaillées sur les capacités, les flux et les prix ainsi que les principales conditions contractuelles. Ces informations doivent être publiées par les gestionnaires de réseaux de transport (GRT).

Par une délibération publiée en 2003, la CRE avait demandé aux gestionnaires de réseaux de transport de publier, à compter du 1<sup>er</sup> septembre 2003, les capacités fermes commercialisables, souscrites et disponibles ainsi que les flux quotidiens du mois écoulé pour les points d'entrée et de sortie et pour les points de liaison entre zones d'équilibrage. En juin 2006, une nouvelle délibération avait renforcé ces dispositions.

En 2009, les deux GRT ont publié toutes les informations demandées pour les capacités d'entrée, de sortie, de liaisons entre zones d'équilibrage et aux interfaces avec les terminaux méthaniers (données historiques et actuelles).

Ces données sont :

- les consommations, présentées par zone d'équilibrage ou toutes zones confondues, accompagnées des températures de référence ;
- les quantités de gaz échangées et le nombre de transactions sur les PEG ;
- les flux contractuels par point d'interconnexion et par liaison ;
- le prix du gaz naturel, résultant du marché de l'équilibrage sur les zones de GRTgaz.

Les GRT publient également leur programme prévisionnel, pour le semestre à venir, des réductions de capacités dues aux travaux d'entretien et de maintenance, avec une mise à jour au moins mensuelle.

Il convient d'observer que, dans l'ensemble, les deux GRT français respectent l'intégralité des dispositions du règlement 1775/2005<sup>14</sup> relatives à la transparence. Ces deux GRT vont même parfois plus loin que ces dispositions, notamment en ce qui concerne les flux et les capacités.

## **G. ROLE DES SWAP COMME INSTRUMENT DE GESTION DE LA CONGESTION**

Non applicable

## **H. CONTRAT DE TRANSIT DE LONG TERME**

Il existe deux flux gaziers transitant par la France :

- Entre le nord du territoire et la frontière franco-espagnole (Larrau): cet accord historique n'a pas été remis en cause et a donc exclu 77 GWh/j/an de la capacité commercialisable entre le Nord et le Sud.
- Entre le nord du territoire et la frontière franco-suisse (Oltingue)

Ces deux prestations sont assurées par Gaz de France Négoce (B3G). Les GRT n'ont pas d'offre de transit spécifique.

## **I. CALCUL DE LA CAPACITE TECHNIQUE**

Les GRT déterminent les niveaux de capacités fermes et interruptibles commercialisables aux différents points de leur réseau. Leur méthodologie est fondée sur des scénarios de flux sur le réseau selon les sources d'approvisionnement disponibles et les prévisions de consommation.

# **3 La régulation des activités des sociétés de transport et de distribution**

## **3.1 Nombre de gestionnaires de réseaux**

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2005, il existe en France deux gestionnaires de réseau de transport (GRT).

- GRTgaz, filiale de GDF SUEZ, opère un réseau de canalisations long d'environ 32 000 km, divisé en 2 zones d'équilibrage (zone Nord et zone Sud depuis 1<sup>er</sup> janvier 2009) ;
- TIGF, filiale de Total, opère un réseau long d'environ 6 000 km dans le sud-ouest de la France, qui constitue une zone d'équilibrage unique.

---

<sup>14</sup> Règlement n°1775/2005 du 28 septembre 2005 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel.

Il existe 25 gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) de gaz naturel, de taille très inégale, alimentant environ 11,5 millions de consommateurs en France :

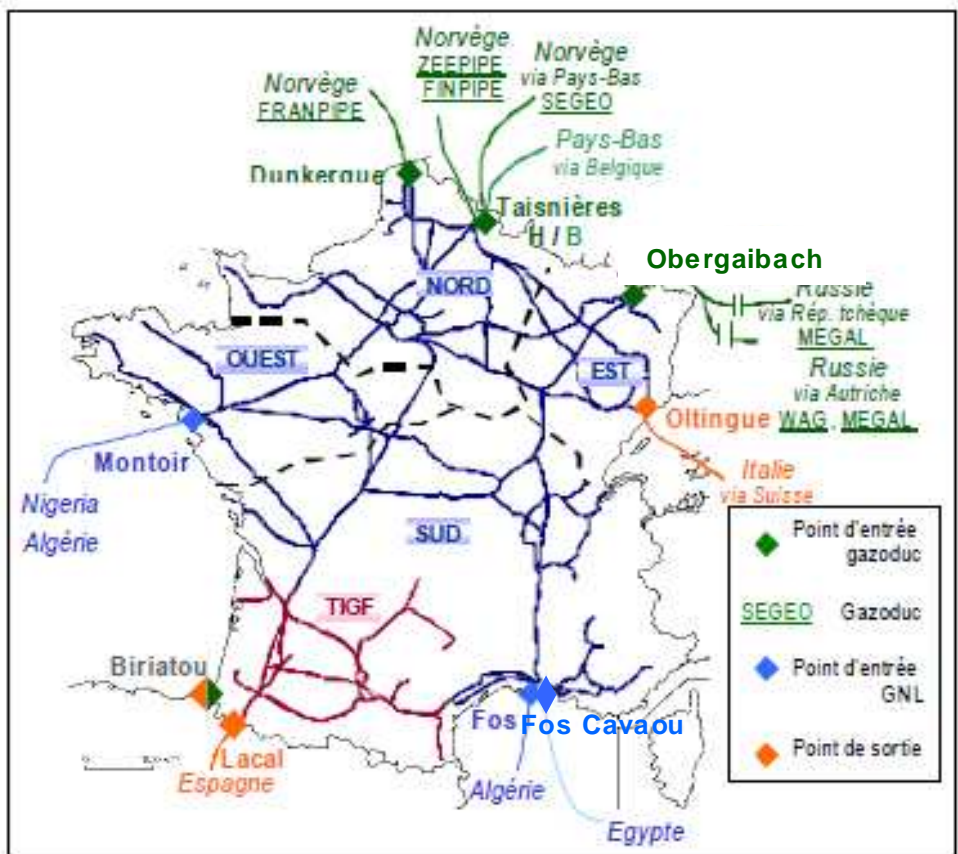
- Gaz Réseau Distribution France (GrDF), filiale du groupe GDF SUEZ, assure la distribution de plus de 96 % des quantités de gaz naturel distribuées en France ;
- 24 autres GRD de plus petite taille, parmi lesquels Régaz et Réseau GDS assurent chacun la distribution d'environ 1,5 % du marché, les 22 autres GRD se partageant moins de 1 % du marché.

Depuis Septembre 2008, Antargaz, premier GRD de gaz naturel nouvel entrant, est actif sur la commune de Schweighouse, dans le Haut-Rhin et depuis Avril 2009 dans le Calvados. Antargaz n'exploitait jusqu'alors que des réseaux de gaz propane. Ce réseau est le premier sur lequel le GRD n'est pas lié à un fournisseur historique.

Depuis avril 2010, un nouveau GRD de gaz naturel, la SICAE de la Somme et du Cambrasis, est actif sur les communes d'Herbécourt et de Vrély, dans la Somme. La SICAE de la Somme et du Cambrasis n'exploitait jusqu'alors que des réseaux d'électricité et de gaz propane.

Les réseaux de transport et de distribution français ont une longueur d'environ 38 000 km et 195 000 km respectivement.

**FIGURE N° 12 : RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL, TERMINAUX METHANIERS, STOCKAGES SOUTERRAINS ET ENTREPRISES LOCALES DE DISTRIBUTIONS**





## 3.2 Les tarifs d'accès aux réseaux

### A. PROCEDURE

L'article 7 de la loi du 3 janvier 2003 prévoit que les décisions sur les tarifs d'utilisation des réseaux de transport, des réseaux de distribution et des terminaux méthaniers sont prises conjointement par les ministres chargés de l'Economie et de l'Energie, sur proposition de la CRE.

Le cadre légal et réglementaire national définit les principales catégories de coûts qui doivent être prises en compte par la CRE. Ces coûts comprennent des charges d'exploitation et des charges de capital, qui se composent elles-mêmes d'une part d'amortissement des installations et de la rémunération financière du capital immobilisé. Le calcul de ces deux composantes est établi à partir de la valorisation et de l'évolution des actifs exploités par l'opérateur : la Base d'Actifs Régulés (BAR). Le calcul de la BAR et des charges de capital pour la période de validité des tarifs prend en compte les prévisions d'investissement fournies par les opérateurs.

La méthode retenue pour évaluer le taux de rémunération des actifs est fondée sur le coût moyen pondéré du capital (CMPC), à structure financière normative. Le niveau de rémunération de l'opérateur doit, en effet, d'une part, lui permettre de financer les charges d'intérêt sur sa dette et, d'autre part, lui apporter une rentabilité des fonds propres comparable à celle qu'il pourrait obtenir, par ailleurs, pour des investissements comportant des niveaux de risque comparables. Ce coût des fonds propres est estimé sur la base de la méthodologie dite du « modèle d'évaluation des actifs financiers » (MEDAF).

#### a. TRANSPORT

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport de gaz naturel de GRTgaz et TIGF, proposés par la CRE le 10 juillet 2008, sont entrés en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2009, en application de l'arrêté du 6 octobre 2008. Ils s'appliquent jusqu'au 31 mars 2013 pour GTRgaz et jusqu'au 31 mars 2011 pour TIGF. Ils ont été conçus suivant la structure d'ensemble de 3 zones d'équilibrage (zone Nord, zone Sud et zone TIGF en série) et suivant la tarification « entrée-sortie » sur le réseau principal. Le nouveau cadre tarifaire a permis la fusion des zones Ouest, Nord, Est en une seule zone Nord décomposée en deux zones d'équilibrage physique liés respectivement au gaz H et au gaz B.

Les principales dispositions de ces tarifs sont les suivantes :

- pour les deux transporteurs, les principes de rémunération des actifs et d'incitation à l'investissement sont fixés pour quatre ans ;

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2009, un nouveau cadre de régulation est entré en vigueur. Le taux de rémunération de la BAR retenu pour les tarifs en vigueur est de 7,25% (réel avant impôt). En ce qui concerne le système d'incitation à l'investissement, la prime de 125 points de base est supprimée pour les nouveaux investissements, et une prime additionnelle de 300 points de base est attribuée pour une durée de 10 ans aux investissements de nature à créer des capacités de transport additionnelles sur le réseau principal ou à réduire le nombre de zones d'équilibrage. L'objectif de cette mesure étant de mieux cibler les incitations à l'investissement. Le passage au nouveau système est appliqué de façon à ne pas se traduire par une remise en cause des décisions passées relatives aux primes et aux majorations du taux de rémunération.

- pour GRTgaz, la période tarifaire est de quatre ans, avec une trajectoire du revenu autorisé fixée sur la période et une régulation incitative à la productivité. Cette trajectoire du revenu autorisé est définie, hors impact du compte de régularisation des charges et des produits (CRCP)<sup>15</sup>, par :
  - la trajectoire des charges de capital calculée en fonction des prévisions d'investissements de GRTgaz prises en compte lors de l'élaboration de la proposition tarifaire par la CRE ;
  - la trajectoire des charges d'exploitation nettes est calculée pour chaque année de la période 2010 à 2012, hors variation significative du prix de l'énergie, à partir du niveau de charges de l'année précédente auquel est appliqué un coefficient correspondant à la somme de l'inflation et d'un facteur égal à + 1,1 %.

La grille tarifaire de GRTgaz évolue au 1er avril de chaque année à compter de 2010, en fonction de la mise à jour des prévisions de souscriptions de capacité, de l'inflation et des éventuelles variations significatives du prix de l'énergie ;

- pour TIGF, le tarif est fixé pour une période de deux ans.

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2008, les tarifs comportent un prix unique de sortie du réseau principal, quelle que soit la zone de sortie sur le réseau régional.

La structure du réseau français est telle qu'il n'est pas possible d'avoir de *pipe-to-pipe competition*, c'est-à-dire de concurrence entre infrastructures de transport.

## **b. DISTRIBUTION**

Le nouveau cadre de régulation des opérateurs de distribution a été fixé en deux temps. D'une part, GrDF (assurant la distribution de plus de 96% du marché français) applique de nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux de distribution depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2008. D'autre part, depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2009, les entreprises locales de distribution (ELD) appliquent également de nouveaux tarifs.

Ces nouveaux tarifs mettent en place un cadre de régulation incitant les opérateurs à améliorer leur efficacité, tant du point de vue de la maîtrise des coûts, que de la qualité de service (cf. B. Qualité de service). Ils se traduisent notamment par l'introduction :

- d'un tarif pluriannuel sur 4 ans, du 1<sup>er</sup> juillet 2008 au 30 juin 2012 pour GrDF et du 1<sup>er</sup> juillet 2009 au 30 juin 2013 pour les ELD, avec une évolution au 1<sup>er</sup> juillet de chaque année de la grille tarifaire selon des règles prédéfinies ;
- d'un compte de régularisation des charges et des produits (CRCP), permettant de corriger, pour certains postes préalablement identifiés, les écarts entre les charges et les produits réels et les charges et les produits prévisionnels utilisés pour établir ces tarifs ;
- d'une incitation à la maîtrise des coûts : les évolutions de la grille tarifaire au 1<sup>er</sup> juillet de chaque année prennent en compte l'inflation, ainsi que des efforts de productivité annuels spécifiques à GrDF et aux 8 ELD disposant d'un tarif propre, et un objectif de productivité identique pour les 14 ELD au tarif commun. L'objectif de productivité sur la grille tarifaire de chaque GRD correspond à un objectif de productivité sur ses charges d'exploitation maîtrisables.

---

<sup>15</sup> Le compte de régularisation des charges et produits (CRCP) est destiné à reporter tout ou une partie des écarts entre prévisions et réalisations concernant certains postes de revenus ou de charges difficilement prévisibles.

- d'une incitation à l'amélioration de la qualité de service.

Ainsi, le tarif prévoit que la grille tarifaire de l'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.

Le facteur X correspond à l'objectif de productivité fixé pour les quatre années de la période tarifaire.

Le facteur k correspond à l'évolution de la grille tarifaire, exprimée en pourcentage, résultant de l'apurement au 1<sup>er</sup> juillet 2010 du solde du CRCP pour GrDF calculé pour chacun de ses postes sur le 2<sup>nd</sup> semestre 2008 et sur l'année 2009. Le facteur k est compris entre - 2 % et + 2 %. L'apurement du CRCP pour les ELD n'aura lieu qu'au 1<sup>er</sup> juillet 2011.

Concernant GrDF, le facteur X a été fixé à 1,3 % pour les quatre années de la période tarifaire. Dans ces conditions et compte-tenu de la variation annuelle de l'indice IPC (+2,8 % en 2008 et +0,06 % en 2009) et de l'apurement du CRCP au 1<sup>er</sup> juillet 2010, la grille tarifaire de GrDF a augmenté au 1<sup>er</sup> juillet 2009 de 1,5 % et augmentera au 1<sup>er</sup> juillet 2010 de 0,76 %.

De même, le tarif d'utilisation des réseaux des ELD variera au 1<sup>er</sup> juillet 2010 selon la variation annuelle de l'indice IPC de +0,06 % en 2009 et en fonction de leur objectif de productivité respectif.

Conformément aux dispositions de l'article 7 de la loi du 3 janvier 2003 modifiée, le tarif d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel de GrDF et des ELD, autres que ceux concédés en application de l'article 25-1 de ladite loi, est péréqué à l'intérieur de la zone de desserte de chaque GRD.

## B. LA QUALITE DE SERVICE

Le développement des relations des gestionnaires de réseaux avec leurs clients (expéditeurs et consommateurs finals) conduit à préciser certains aspects du suivi de leur activité. La CRE a mis en place, en collaboration avec les opérateurs, des tableaux de bord pour suivre régulièrement différents aspects de leurs activités.

La CRE a publié le 17 novembre 2009 le premier rapport annuel sur la qualité de service des opérateurs de réseaux gaziers GrDF, GRTgaz et TIGF. Pour ce premier rapport, le suivi de la qualité de service de GrDF a porté sur un an, du 1<sup>er</sup> juillet 2008 au 30 juin 2009, et celui de GRTgaz et de TIGF sur 6 mois, du 1<sup>er</sup> janvier 2009 au 30 juin 2009.

Le premier constat est que les trois opérateurs ont mis en place les dispositifs prévus par les règles tarifaires. La quasi-totalité des indicateurs a fait l'objet d'un suivi et d'une publication régulière par les opérateurs de réseaux gaziers.

Globalement, la qualité de service de GrDF, GRTgaz et TIGF s'est améliorée progressivement sur la période du suivi sur les domaines les plus importants pour le bon fonctionnement du marché. Toutefois, tous les objectifs fixés par les règles tarifaires n'ont pas été atteints, ce qui a engendré des pénalités financières pour les opérateurs.

#### **a. POUR LES GESTIONNAIRES DE RESEAUX DE TRANSPORT**

Dans le cadre des tarifs actuels en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2009, un mécanisme de régulation incitative de la qualité de service a été mis en place par la CRE afin d'assurer une amélioration du niveau de qualité de service offert par les GRT et prévenir toute dégradation qui pourrait être consécutive aux efforts de productivité demandés aux opérateurs.

Ce mécanisme porte sur les domaines suivants : environnement, programme de maintenance, qualité de la relation avec les expéditeurs et qualité des allocations et des relèves. Le domaine de la sécurité n'est pas intégré dans ce mécanisme, dans la mesure où il fait l'objet d'obligations réglementaires pour les GRT et d'un contrôle assuré par les pouvoirs publics. Ce suivi s'appuie sur des indicateurs transmis régulièrement par les GRT à la CRE et rendus publics sur leur site internet. Ce dispositif de suivi de la qualité de service des GRT pourra être soumis à tout audit que la CRE jugera utile.

Plusieurs types d'indicateurs existent :

- des indicateurs de suivi de qualité de service des GRT donnant lieu à une incitation financière :
  - Qualité des mesures provisoires de quantité de gaz livrée aux PITD transmises aux GRD pour le calcul des allocations provisoires ;
  - Qualité des quantités télé-relevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport ;
  - Taux de disponibilité du portail des GRT ;
- des indicateurs relatifs à la qualité des données transmises ;
- des indicateurs relatifs aux programmes de maintenance
- des indicateurs relatifs à la relation avec les expéditeurs.

Chaque année, la CRE propose des évolutions du dispositif de régulation de la qualité de service, sur la base d'un retour d'expérience suffisant afin de procéder aux ajustements suivants :

- mise en œuvre de nouveaux indicateurs ou abandon d'indicateurs existants ;
- définition d'objectifs pour les indicateurs qui en sont dépourvus, à partir d'un historique suffisant ;
- mise en œuvre d'incitations financières (pénalités et/ou bonus) pour des indicateurs qui en sont dépourvus si cela s'avère nécessaire, et réévaluation des incitations financières existantes.

#### **b. POUR LES RESEAUX DE DISTRIBUTION**

Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2008 concernant GrDF et depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2009 concernant les ELD, dans le cadre des nouveaux tarifs pour l'accès des tiers au réseau de distribution des GRD, la CRE a mis en place un mécanisme de régulation incitatif, destiné à assurer le maintien du niveau de qualité de service et de prévenir toute dégradation qui pourrait être consécutive aux efforts de productivité demandés aux opérateurs.

Une première adaptation du mécanisme de régulation incitative de la qualité de service de GrDF a eu lieu au 1<sup>er</sup> juillet 2009, conformément à la délibération de la CRE du 2 avril 2009 sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution.

Ce mécanisme, ainsi que celui des ELD, sera à nouveau adapté à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2010, conformément à la délibération de la CRE du 29 avril 2010 sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution.

Ce mécanisme porte sur les domaines suivants : environnement, qualité des interventions, qualité de la relation avec les clients et les fournisseurs et qualité des allocations et des relèves. Le domaine de la sécurité n'est pas intégré dans ce mécanisme, dans la mesure où il fait l'objet d'obligations réglementaires pour les GRD et d'un contrôle assuré par d'autres autorités publiques.

Il existe deux types d'indicateurs :

- des indicateurs faisant l'objet d'un suivi par la CRE, d'une publication des résultats et d'une incitation financière en cas de non atteinte ou de dépassement d'objectifs préalablement définis.

Concernant GrDF, les indicateurs de ce type s'appliquant pour la période du 1<sup>er</sup> juillet 2009 au 30 juin 2010 sont:

- qualité des relevés transmis aux GRT pour les allocations journalières aux Points d'Interface Transport Distribution (PITD) ;
- délai de transmission aux GRT des estimations journalières de quantités enlevées par les fournisseurs aux PITD ;
- taux de disponibilité du portail Fournisseur ;
- nombre de rendez-vous planifiés non respectés par le GRD ;
- taux de réponses aux réclamations Fournisseurs dans les 30 jours ;
- taux de publication des relèves journalières, mensuelles et semestrielles ;
- taux d'écart de périmètre contractuel des fournisseurs alternatifs.

Sur la période du 1<sup>er</sup> juillet 2009 au 30 juin 2010, le nombre d'indicateurs suivis par GrDF et incités financièrement passera de 9 à 11.

Pour chaque GRD, les incitations financières donnent lieu à des pénalités et/ou bonus reversés à travers le CRCP, hormis celles relatives au respect des rendez-vous qui sont versées directement aux fournisseurs, ce qui a un impact positif ou négatif sur le revenu autorisé par le tarif.

- des indicateurs faisant l'objet d'un suivi par la CRE, avec publication des résultats

Concernant GrDF, 21 indicateurs sont de ce type pour la période du 1<sup>er</sup> juillet 2009 au 30 juin 2010 :

- un indicateur relatif à l'environnement (émissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère) ;
- 11 indicateurs relatifs aux devis et interventions ;
- 3 indicateurs relatifs à la relation avec les consommateurs finals ;
- 2 indicateurs relatifs à la relation avec les fournisseurs ;
- 4 indicateurs relatifs à la relève et à la facturation.

Sur la période du 1<sup>er</sup> juillet 2009 au 30 juin 2010, le nombre d'indicateurs suivis par GrDF passera de 21 à 22 indicateurs.

### **Information sur l'évolution de la qualité de service de GrDF**

Concernant l'évolution des indicateurs de qualité de service de GrDF, les résultats de la majorité des indicateurs soumis à incitations financières se maintiennent à leur bon niveau obtenu en juin 2009, voire s'améliorent globalement.

- Le taux de réponses aux réclamations de fournisseurs dans les 30 jours est passé de 96,2% en juillet 2009 à 97,8% en avril 2010.
- Le taux de disponibilité du portail Fournisseur a une disponibilité proche de 100% entre juillet 2009 et avril 2010, à l'exception de quelques semaines isolées où la disponibilité est inférieure à l'objectif de base de 98%.
- La qualité des allocations transmises aux GRT est généralement supérieure à l'objectif de base de 92%, même si des 2 événements ponctuels ont pu dégrader les résultats de l'indicateur, et ne dépasse l'objectif cible de 95% qu'une seule fois en novembre 2009.
- L'indicateur de suivi du respect des délais de transmission aux GRT des données d'allocations montre des résultats supérieurs à l'objectif de base de 330 jours sur le l'année 2009, sans dépasser l'objectif cible de 350 jours.
- Les taux de publication des relèves journalières, mensuelles et semestrielles s'améliorent pour dépasser les 99,8% en avril 2010, dépassant ainsi les objectifs cibles.
- Le taux d'écart de périmètre contractuel s'améliore en passant de 1% en juillet 2009 à 0,2% en avril 2010, dépassant ainsi l'objectif cible de 0,5%.

### **C. REFUS D'ACCES AU RESEAU DE TRANSPORT**

Il n'y a eu aucun refus d'accès sur l'année 2009.

### **D. TARIFS D'UTILISATION DES TERMINAUX METHANIERS**

Deux terminaux méthaniers, gérés par Elengy, sont aujourd'hui en service en France, l'un situés à Fos-sur-Mer, dans le port autonome de Marseille (Fos Tonkin) et l'autre à Montoir-de-Bretagne, dans le port autonome de Saint-Nazaire.

Un troisième terminal est entré en service commercial à Fos-sur-Mer (Fos-Cavaou) au premier avril 2010. Il est géré par la Société du Terminal Méthanier de Fos Cavaou (STMFC), détenue par Elengy (filiale de GDF Suez, 69,7% des parts) et Total (30,3%). Pour lors, il ne fonctionne qu'à hauteur de 20% de sa capacité d'émission.

En 2009, le terminal méthanier de Fos Tonkin a accueilli 166 navires et a émis sur le réseau de transport de gaz 73 TWh de gaz. Celui de Montoir-de-Bretagne a accueilli 79 navires et émis sur le réseau de transport 71 TWh de gaz.

En 2009, les tarifs d'utilisation des terminaux méthaniers de Fos-Tonkin et Montoir, étaient en vigueur depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2006, Le taux de rémunération des actifs était constitué du taux de base appliqué aux infrastructures de transport de gaz, soit 7,25%, auquel s'appliquait une prime additionnelle de 200 points de base pour tenir compte des risques spécifiques liés à l'activité du GNL. Pour les actifs mis en service après le 1<sup>er</sup> janvier 2004, une prime de 125 points de base était accordée.

Trois services de regazéification distincts sont introduits dans la proposition tarifaire de la CRE :

- Un service continu pour les expéditeurs déchargeant plus d'une cargaison par mois. Le gestionnaire assure une émission continue sur la période contractuelle et aussi régulière que possible pour l'utilisateur, en fonction du programme global de déchargement du terminal ;
- Un service bandeau pour les expéditeurs déchargeant au plus une cargaison par mois. Chaque cargaison est émise sous forme d'un bandeau constant, d'une durée de trente jours à compter de la date de fin de déchargement ;
- Un service spot, pour les expéditeurs souscrivant à partir du 25 du mois M pour un déchargement le mois M+1, a été introduit. Chaque cargaison est émise sous forme d'un bandeau constant, d'une durée de trente jours à compter de la date de fin de déchargement.

Le nouveau tarif d'accès est entré en vigueur pour une durée tarifaire portée à 3 ans, à compter du :

- 1<sup>er</sup> janvier 2010 pour les terminaux méthaniers de Montoir et de Tonkin ;
- 1<sup>er</sup> avril 2010 pour le terminal méthanier de Fos Cavaou.

Pour mieux cibler les incitations à l'investissement pour les terminaux méthaniers existants, la CRE a modifié le régime d'incitation de la façon suivante :

- suppression de la prime de 125 points de base précédemment attribuée à tous les investissements entrés en service à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2004 ;
- attribution d'une majoration de 200 points de base sur une période de 10 ans dans le cas d'investissements aboutissant à une augmentation de plus de 20% des capacités de regazéification, et après examen, le cas échéant, des dossiers présentés par les opérateurs à la CRE ;
- incitation à la productivité et à la vente de capacités ;
- simplification de la structure tarifaire, réduisant de 6 à 5 le nombre de termes tarifaires.

De plus, le nouveau cadre tarifaire apporte une plus large flexibilité dans les services de regazéification offerts et un renforcement du mécanisme de remise des capacités sur le marché secondaires. Il prévoit un nouveau dispositif d'UIOLI court terme afin d'optimiser la remise sur le marché de slots non utilisés. Ainsi, les slots réservés au programme annuel mais non confirmés lors de la programmation du mois M pour le mois suivant (M+1) sont remis à disposition du marché. L'opérateur les annonce dans sa publication bimensuelle avec les autres capacités primaires éventuellement disponibles.

### **3.3 L'équilibrage**

Les règles d'équilibrage sur les réseaux de transport sont rendues publiques sur les sites Internet des GRT. Leur évolution est définie par la CRE sur proposition des GRT et après consultation des acteurs du marché.

Chaque expéditeur est soumis à une obligation d'équilibrage, sur une base journalière et sur chacune des zones d'équilibrage où il a réservé des capacités de livraison. Chaque expéditeur doit donc équilibrer ses injections de gaz sur les réseaux (importations, achats aux points d'échange de gaz (PEG), soutirages des stockages, production) et ses soutirages (consommation de son portefeuille de clients, ventes aux PEG, injection dans les stockages, exportations).

## A. MECANISME D'EQUILIBRAGE DE GRTGAZ

Le mécanisme d'équilibrage de GRTgaz a évolué progressivement depuis 2007 vers un mécanisme basé sur le marché. Les prix issus des achats-ventes de GRTgaz sur le marché (prix de marché dits « P1 ») sont utilisés pour facturer une partie des déséquilibres de bilan des expéditeurs. GRTgaz a recours au marché pour couvrir environ 20% de ses besoins d'équilibrage.

Chaque Expéditeur est soumis à une obligation d'équilibrage, sur une base journalière sur chacune des Zones d'Equilibrage et, dans la zone Nord, pour chaque qualité de gaz. Le déséquilibre journalier de chaque expéditeur est calculé après la fin de la journée gazière.

Une tolérance journalière est accordée aux Expéditeurs livrant des Clients Finaux:

- une tolérance standard, incluse dans le service d'acheminement et fonction du total des Capacités de Livraison souscrites par l'Expéditeur dans la zone d'équilibrage considérée. L'offre actuelle de tolérance permet de prendre en compte la taille du portefeuille de l'expéditeur et la spécificité de l'équilibrage en zone Sud. .
- depuis le 1er juillet 2007, une tolérance optionnelle souscrite par l'Expéditeur, s'ajoutant à la tolérance standard et pouvant atteindre  $\pm 3\%$  du total des Capacités de Livraison souscrites par l'Expéditeur dans la zone d'équilibrage considérée.

Les règles de gestion des déséquilibres sont les suivantes :

- La part du déséquilibre journalier inférieure au talon des déséquilibres cumulables est cumulée dans un compte d'Ecart de Bilan Cumulé (EBC), avec la possibilité de cumuler jusqu'à 5 fois le talon.
- La part du déséquilibre journalier comprise entre le talon des déséquilibres cumulables et la tolérance fait l'objet d'un achat/vente entre GRTgaz et l'Expéditeur à prix de marché P1.
- La part du déséquilibre journalier au-delà de la tolérance fait l'objet d'une transaction d'achat ou de vente à un prix pénalisé P2. Si GRTgaz vend du gaz à l'Expéditeur P2 vaut 130% de P1, P2 vaut et 70% de P1 si à l'inverse GRTgaz achète du gaz à l'Expéditeur.
- Les dépassements des limites d'EBC font l'objet d'un règlement non libératoire à un prix P3 valant 30% de P1.

## B. ES EVOLUTIONS FUTURES

Le comité d'orientation de la Concertation Gaz a chargé le Groupe de Travail Equilibrage de définir au cours de l'année 2010 le système d'équilibrage cible à l'horizon 2012-2013. Celui-ci devra intégrer en particulier les orientations données au niveau européen par l'ERGEG. Des évolutions devraient intervenir dans les domaines suivants :

- une amélioration des informations fournies aux expéditeurs sur la situation du réseau dans son ensemble et sur leur propre déséquilibre ;
- une incitation plus forte des expéditeurs à l'équilibre au niveau journalier ;
- des interventions de GRTgaz sur le marché en rapport avec la tension physique du réseau prévue ou constatée.



### C. MECANISME D'EQUILIBRAGE DE TIGF

TIGF Transport équilibre physiquement son réseau principalement par un recours au stockage contractualisé avec TIGF Stockage.

Comme sur le réseau de GRTgaz, chaque Expéditeur est soumis à une obligation d'équilibrage journalier sur le réseau de TIGF.

TIGF propose un service optionnel d'équilibrage permettant aux expéditeurs de minimiser en partie leurs déséquilibres avec leur propre gaz, par la correction a posteriori de leurs nominations en injection et en soutirage sur le stockage de TIGF.

La tolérance journalière d'équilibrage offerte à l'expéditeur sur le réseau de TIGF est proportionnelle à ses capacités de livraison (20% pour la part en deça de 1000 MWh/j, 5% pour la part au-delà). L'expéditeur bénéficie également d'un compte d'écarts cumulés, au travers duquel les déséquilibres peuvent s'additionner d'un jour sur l'autre dans la limite de 3 fois la tolérance.

La part du déséquilibre journalier au-delà de la tolérance ou la part du déséquilibre cumulé au-delà de 3 fois la tolérance, font l'objet d'une transaction d'achat ou de vente entre TIGF et l'expéditeur à un prix pénalisé :

- achat à 50% du prix de marché ;
- vente à 150% du prix de marché.

### 3.4 Les principes de dissociation comptable

Les directives de 1996 et 1998 et les lois de transposition du 10 février 2000 et du 3 janvier 2003 ont imposé aux entreprises verticalement intégrées dans le secteur gazier l'obligation de tenir une comptabilité dissociée entre activités régulées et activités concurrentielles comme si « *les activités en question étaient exercées par des entreprises distinctes, en vue d'éviter les discriminations, les subventions croisées et les distorsions de concurrence* ».

En application des dispositions de l'article 8 de la loi du 3 janvier 2003 modifiée, les principes de dissociation comptables (les règles d'imputation des postes de comptes de résultat et de bilan, les périmètres comptables des activités et les principes déterminant leurs relations financières) doivent être approuvés par la CRE après avis de l'Autorité de la concurrence.

Par ailleurs, la CRE dispose d'un pouvoir réglementaire supplétif qui lui permet de préciser les règles applicables à la dissociation comptable.

#### A. LES PRINCIPES GENERAUX DE DISSOCIATION COMPTABLE

Toutes entreprises verticalement intégrés exerçant, dans le secteur du gaz naturel, doivent établir des comptes dissociés pour les activités de distribution (pour les ELD concernées), de transport (pour TIGF), de stockage du gaz naturel ainsi qu'au titre de l'exploitation des installations de gaz naturel liquéfié. Le cas échéant, les entreprises doivent tenir des comptes séparés pour l'activité de négoce de l'électricité et pour l'ensemble de leurs autres activités en dehors du gaz naturel. A cela s'ajoute, la tenue de comptes dissociés, pour les activités de fourniture, entre clients ayant exercé leur éligibilité et clients ne l'ayant pas exercée. Les opérateurs gaziers ne sont pas tenus de publier leurs comptes dissociés. Ces comptes sont communiqués, chaque année, à la CRE.

La dissociation comptable est un moyen de s'assurer de la correcte affectation des coûts entre activités régulées et concurrentielles et, plus généralement, d'encadrer les relations financières entre ces activités. Elle est également un des outils pour garantir un fonctionnement indépendant des réseaux au sein des groupes verticalement intégrés. Elle s'inscrit dans un processus graduel qui s'est renforcé avec l'obligation de séparation juridique des réseaux prévue par les directives du 26 juin 2003 et transposée en France avec la loi du 9 août 2004 pour la séparation juridique des réseaux de transport et la loi du 7 décembre 2006 pour la séparation juridique des réseaux de distribution.

Les filialisations des réseaux de transport, GRTgaz et TIGF ont été réalisées en 2005.

En application de l'article 13 et suivants de la loi du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières modifiée par la loi du 7 décembre 2006, la séparation juridique des gestionnaires de réseau de distribution desservant plus de 100 000 clients sur le territoire métropolitain, devait intervenir au plus tard le 1<sup>er</sup> juillet 2007. Cette séparation juridique s'impose dans le secteur du gaz à GDF, Gaz de Strasbourg et Régaz. La filiale de distribution de GDF (GrDF) a été créée le 1<sup>er</sup> janvier 2008.

En décembre 2008, GDF SUEZ a créé deux nouvelles filiales dédiées aux terminaux méthaniers et aux stockages souterrains : Elengy et Storengy.

Les filiales produisent des comptes séparés, mais elles maintiennent des relations financières avec leurs maisons mères et peuvent également supporter des coûts partagés avec d'autres entités des groupes verticalement intégrés. Ces relations sont désormais transcrites dans des contrats ou s'inscrivent dans le cadre des relations usuelles entre maison-mère et filiale, (comme pour ce qui concerne par exemple la remontée de dividendes).

Dans ce cadre, la CRE continue à s'assurer de l'indépendance des réseaux et de l'absence de subventions croisées, à veiller au respect de ces principes, notamment par le biais des audits en application des dispositions de l'article 27 de la loi du 10 février 2000 qu'elle mène régulièrement sur les comptes des opérateurs de réseaux. Ceux-ci sont réalisés soit par les agents de la CRE habilités, soit par des cabinets d'audits extérieurs retenus après appel d'offres.

En cas de manquements à ces règles, le CoRDIS peut engager la procédure de mise en demeure prévue au 3° de l'article 40 de la loi du 10 février 2000 et prononcer à l'encontre du gestionnaire les sanctions prévues au 1° du même article.

## **B. LA DISSOCIATION DE LA FOURNITURE**

La loi du 9 août 2004 imposait aux entreprises intervenant dans les secteurs de l'électricité et du gaz naturel de tenir des comptes séparés de leurs activités de fourniture entre clients éligibles et non éligibles.

Ces règles de dissociation comptable des activités de fourniture ont été modifiées par la loi du 7 décembre 2006 qui impose désormais, à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2007, à l'opérateur l'obligation de présenter des comptes dissociés de l'activité de fourniture entre les clients ayant exercé leur éligibilité et les clients n'ayant pas exercé leur éligibilité.

Les opérateurs concernés par ce nouveau périmètre sont GDF SUEZ et les ELD exerçant dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel.

La CRE avait approuvé par délibération du 20 juillet 2006 les principes proposés par GDF pour la tenue de comptes dissociés pour les activités de fourniture aux clients éligibles et de fourniture aux clients non éligibles, sous certaines réserves (cf. rapport précédent). Les principes proposés par les ELD pour la tenue de comptes dissociés pour les activités de fourniture aux clients éligibles et de fourniture aux clients non éligibles ont été approuvés par la CRE par délibération du 7 février 2007, sous certaines réserves (cf. rapport précédent).

La CRE a approuvé par délibération du 11 février 2010 les principes de tenue des comptes séparés de GDF SUEZ pour les activités de fourniture aux consommateurs finals ayant exercé leur éligibilité et aux consommateurs finals n'ayant pas fait usage de cette faculté. Les comptes dissociés selon ces principes devront toutefois être complétés par la présentation pour chaque activité des coûts de financements exposés par l'entreprise lors de ses demandes de révision tarifaire.

La CRE, comme l'Autorité de la Concurrence, considère par ailleurs que GDF SUEZ doit communiquer de façon transparente sur ses modalités de dissociation.

### 3.5 Indépendance des gestionnaires de réseaux publics

- L'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport

Depuis 2005, en application de la loi du 9 août 2004, les gestionnaires de réseaux de transport (GRT) de gaz naturel sont des filiales juridiquement séparées des entreprises verticalement intégrées et font preuve d'une réelle indépendance en termes d'organisation et de prise de décision.

Au regard des critères actuels, l'indépendance opérationnelle des gestionnaires de réseaux de transport est effective.

- L'indépendance des gestionnaires de réseaux de distribution

La séparation juridique des trois gestionnaires de réseaux de distribution desservant plus de 100 000 clients sur le territoire métropolitain (GrDF, Régaz et Réseau GDS) est effective depuis 2008.

Après des phases de réorganisation liées à la séparation juridique, les gestionnaires de réseaux de distribution ont stabilisé leurs modes de fonctionnement opérationnel et affirmé leur position en tant qu'acteur à part entière du marché de l'énergie. Ils ont mis à profit l'année 2009 pour encadrer davantage leurs relations avec la maison-mère.

Les gestionnaires de réseaux de distribution et leurs missions restent peu connus du grand public, même si plusieurs actions de communications ont été menées en 2009. Ce manque de notoriété entretient une ambiguïté défavorable à l'ouverture des marchés. Les efforts entrepris en matière de notoriété doivent donc être poursuivis et généralisés. Par ailleurs, les maisons-mères ne doivent pas chercher à bénéficier de retombées d'image du fait des missions confiées aux gestionnaires de réseaux

- Le respect des codes de bonne conduite

Conformément à la loi du 9 août 2004, transposant la directive européenne du 26 juin 2003, la CRE a publié en février 2010 son 5<sup>ème</sup> rapport sur le respect des codes de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseaux. Tous les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution soumis à cette obligation ont élaboré un code de bonne conduite et l'ont communiqué à la CRE. Ces codes traitent de la non-discrimination et de la transparence, ainsi que de la protection des informations commercialement sensibles (ICS).

Les gestionnaires de réseaux de transport ont atteint un degré de maturité satisfaisant dans le respect des codes de bonne conduite. Les enjeux se situent désormais sur le maintien du niveau de respect des codes de bonne conduite et la pérennisation de cette démarche.

Dans son dernier rapport, la CRE a ainsi pu s'assurer que ces codes étaient non seulement diffusés (communication aux agents, publication sur les sites Internet des gestionnaires de réseaux) mais que leurs dispositions étaient effectivement respectées : aucune des vérifications n'a révélé l'existence de pratiques de discrimination à l'égard d'un fournisseur ou de divulgation d'ICS. Par ailleurs, la documentation nécessaire à un accès transparent au réseau est disponible pour les utilisateurs.

Les codes de bonne conduite, imposés par le législateur comme moyen de non-discrimination, sont donc en place et appliqués. Leur efficacité concrète fait également l'objet d'une évaluation via des enquêtes « client mystère ». Les résultats concernant GrDF montrent une amélioration concernant la qualité de l'information transmise et une absence d'orientation avérée vers le fournisseur historique ou de dissuasion de choisir un fournisseur alternatif. L'enquête réalisée auprès des entreprises locales de distribution (ELD) montre une progression importante. Ainsi, par rapport à 2008, si la qualité de l'information fournie reste stable, les cas de dénigrement des fournisseurs alternatifs ou d'orientation vers le fournisseur historique ont presque disparu, de même que le réflexe de demander le nom du fournisseur actuel.

**TABLEAU N°16 : TABLEAU RECAPITULATIF DES INFORMATIONS DEMANDEES PAR LA DG ENER**

	<b>Electricité</b>	<b>Gaz</b>
Nombre de GRT	1	2
GRD	169	25
Application de la règle des 100 000 clients	oui	Oui
Séparation de propriété des GRT/GRD	aucun	Aucun
Nombre de GRD avec moins de 100 000 clients	164	22
Séparation juridique des GRT	oui	Oui
Nombre d'employés des gestionnaires de réseaux :		
GRT	RTE : 8 300	GRTgaz : 2 690 TIGF : 351
GRD	ERDF : non communiqué	GrDF : 46 000 24 autres GRD : moins de 800 au total
Mise en œuvre de la séparation juridique		
GRT	oui	- GRTgaz / TIGF : oui
GRD	oui - Electricité de Strasbourg au 01/01/09	- GrDF : oui - Régaz : oui - Réseau GDS : oui
Propriété du :		
GRT	RTE : 100 % EDF	GRTgaz : 100 % GDF Suez TIGF : 100 % Total
GRD	ERDF : 100 % EDF	GrDF : 100% par GDF Suez Autres : divers
Séparation par rapport aux entités de production et de fourniture du groupe		
GRT	complète	complète
GRD	complète (sauf Electricité de Strasbourg)	complète
Présentation comme entité séparée		
GRT	oui	GRTgaz et TIGF : oui
GRD	ERDF : en cours	GrDF : oui Régaz et Réseau GDS : oui
Publication de comptes séparés		
GRT	oui	Oui
GRD	oui (sauf Electricité de Strasbourg)	Oui
Règles détaillées adoptées par le régulateur concernant la séparation comptable	oui	Oui

Conséquences d'une violation des règles	Possibilité d'amendes	Possibilité d'amendes
Audit spécifique des comptes séparés	non	Oui
Rôle du <i>compliance officer</i>	aucun	Aucun
Sanctions possibles de la part du régulateur	oui	Oui
Part de marché du principal GRT (en % du réseau total en kilomètres)		GRTgaz : 86%
Localisation différenciée et/ou restrictions d'accès des filiales dédiées à la production et à la fourniture GRT  GRD	RTE : oui  Oui	GRTgaz /GDF Suez : oui TIGF / Total : oui GrDF / GDF : incomplète (recommandations CRE) Régaz / Gaz de Bordeaux : incomplète (recommandations CRE) Réseau GDS / Enerest : incomplète (recommandations CRE)

## V. Le fonctionnement du marché français du gaz

### 1 Le marché de gros

#### 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. Toutefois, la part des fournisseurs alternatifs<sup>16</sup> dans les importations est croissante.

Le tableau ci-dessous donne les importations, les exportations et la production par zones de gestionnaires de réseaux de transport mesurées au cours de douze mois du 1<sup>er</sup> janvier au 31 décembre 2009.

**TABLEAU N° 17 : IMPORTATIONS, EXPORTATIONS, ET PRODUCTION DE GAZ PAR ZONES**

(Quantités en Gm <sup>3</sup> )	Ensemble des fournisseurs	Fournisseurs alternatifs <sup>(2)</sup>	
<b>Flux de gaz, par zones de GRT (y compris les transits et les</b>			
<u>Zone Gaz de France réseau Transport</u>			
Importations	<b>49,71</b>	<b>14,02</b>	<b>28%</b>
dont importations terrestres (frontières belge, allemande et suisse)	<b>36,38</b>	<b>13,3</b>	<b>37%</b>
dont Gaz Naturel Liquéfié (Fos, Montoir)	<b>13,33</b>	<b>0,69</b>	<b>5%</b>
Exportations (frontières belge, allemande et suisse)	<b>13,2</b>	<b>1,12</b>	<b>8%</b>
Production	<b>0,03</b>	-	-
<u>Zone TIGF</u>			
Alimentations à partir des zones Gaz de France réseau Transport	<b>4,5</b>	<b>3,08</b>	<b>68%</b>
Importations (frontières espagnoles)	<b>0,74</b>	<b>0,72</b>	<b>97%</b>
Exportations (frontières espagnoles)	<b>2,08</b>	<b>0,13</b>	<b>6%</b>
Production	<b>0,78</b>	-	-

Source : CRE, d'après données GRTgaz - TIGF

Les 2 fournisseurs historiques, GDF Suez et Total, assurent à eux deux une part importante des importations. Les trois plus gros fournisseurs du marché en représentent 79,1 %. 37 expéditeurs ont importé du gaz en 2009.

Les points d'échange de gaz (PEG) ont été mis en place au début de l'année 2004 par GRTgaz et par TIGF. Ce sont des points virtuels rattachés à chaque zone d'équilibrage où un expéditeur peut céder du gaz à un autre expéditeur. Initialement au nombre de cinq, elles ont été réduites à trois à la suite de la fusion des anciennes zones Nord, Est et Ouest depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2009.

<sup>16</sup> Les fournisseurs alternatifs sont les fournisseurs autres que les fournisseurs historiques (GDF Suez, Tegaz et les ELD).

Les transactions y sont effectuées au jour le jour et peuvent résulter d'engagements à plus long terme.

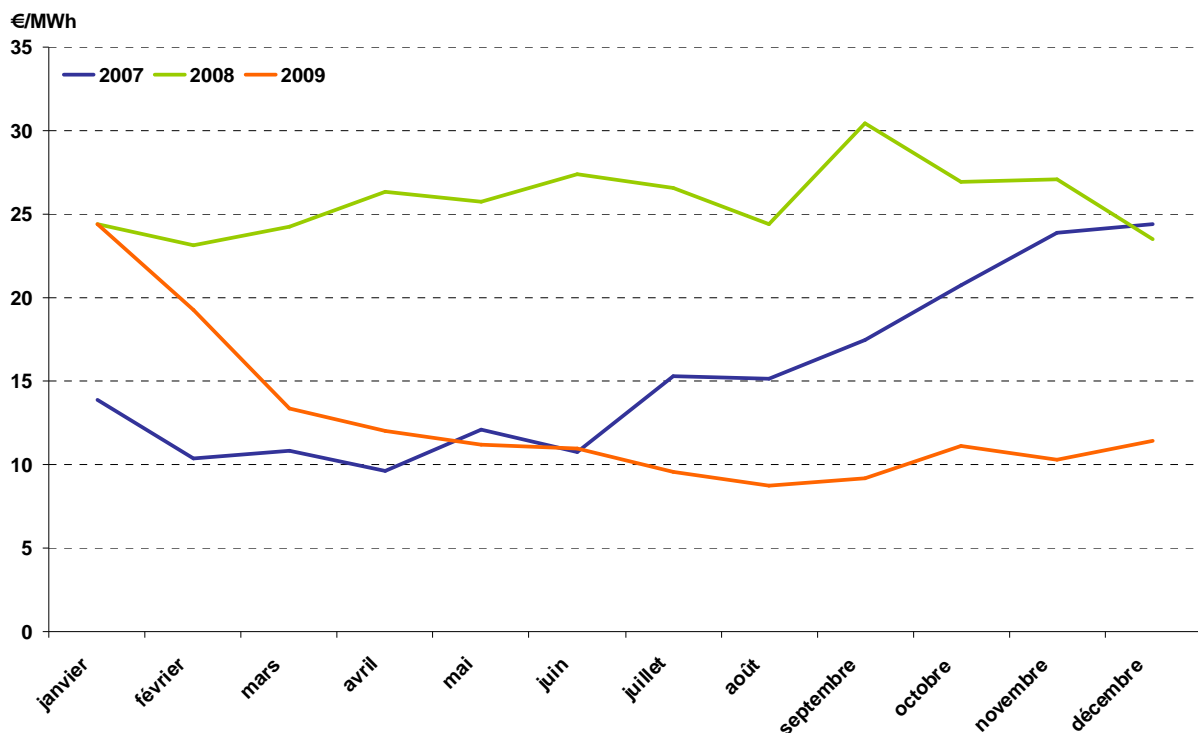
## 1.2 La crise financière a impacté la structure d'approvisionnement des acteurs.

Les marchés gaziers ont connu des évolutions significatives depuis 2008, qui se sont traduites par des mouvements de grande amplitude sur les prix de marché, dans le monde, en Europe et en France :

- fort recul de la demande de gaz, conséquence de la récession économique ;
- brutal retournement des cours du pétrole à l'automne 2008, également dans le sillage de la récession ;
- apparition d'excédents d'offre de gaz, notamment liés au développement du GNL ou de sources de gaz non conventionnel aux Etats-Unis.

Dans ce contexte, depuis la fin de l'année 2008, les prix de marché de gros français, comme dans les pays voisins, connaissent de fortes variations à la baisse et, en moyenne, décrochent par rapport aux prix des contrats à long terme. Ainsi, en décembre 2009, le prix moyen du *day-ahead* au PEG Nord à 11,45€/MWh était inférieur à celui de décembre 2008 à 23,48€/MWh.

### Prix du *day-ahead* au PEG Nord - moyennes mensuelles -



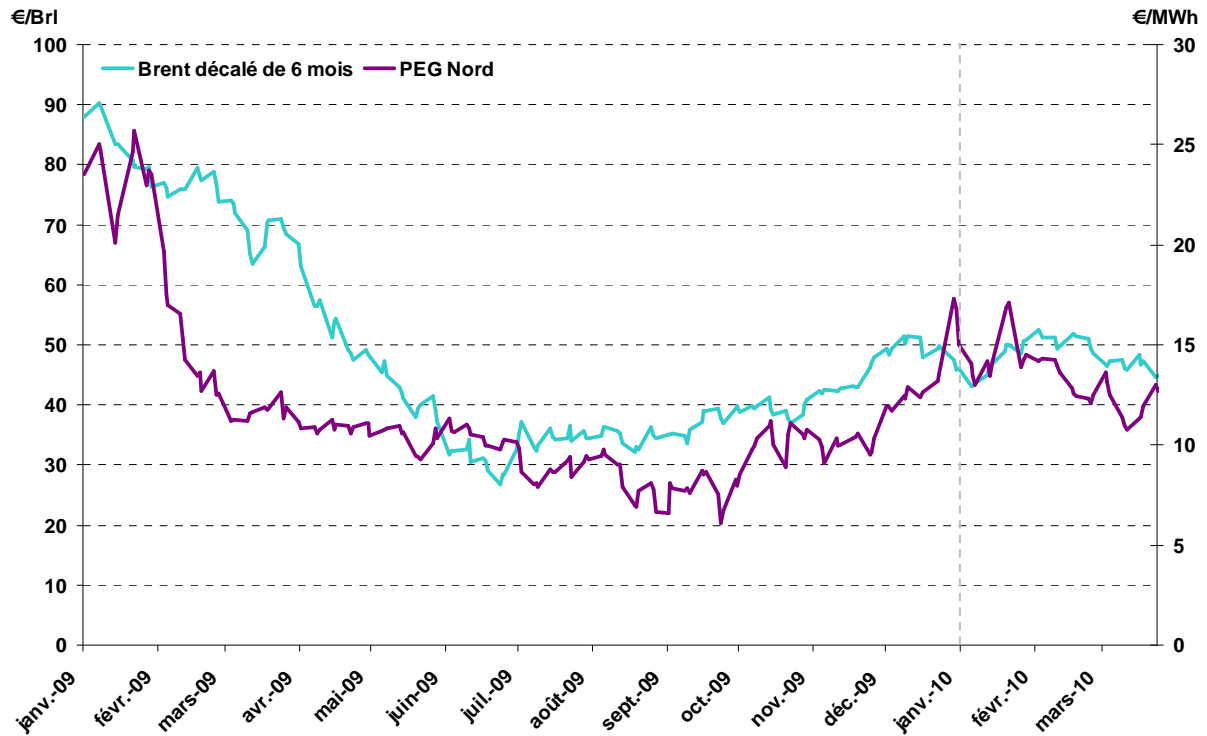
Source : Argus, Powernext

Avant le déclenchement de la récession, les fondamentaux du prix du gaz en France sur les marchés de gros restaient liés à ceux des produits pétroliers, avec en général un effet retard de l'ordre de trois à six mois, lié aux clauses d'indexation usuelles des contrats d'approvisionnement à long terme.



La longue période d'augmentation des cours du pétrole a ainsi entraîné l'augmentation des prix des contrats à long terme, indexés sur les produits pétroliers, jusqu'à la fin 2008.

Prix *day-ahead* au PEG Nord et cours du Brent  
- jours ouvrés -



Source : Powernext, Bloomberg

Le retournement brutal des cours du pétrole, amorcé en juillet 2008, n'a eu d'impact sur les contrats à long terme qu'à partir de début 2009, après la période de décalage de plusieurs mois prévue dans les formules d'indexation de ces contrats. Par ailleurs, durant l'année 2009, on a également assisté à une décorrélation des prix du gaz et de ceux du pétrole, en lien avec le développement des gaz non conventionnels, notamment aux Etats-Unis ; et d'autre part, l'arrivée de livraisons de GNL sur la plaque européenne, initialement destinées à d'autres marchés. Le développement des échanges de GNL a également été encouragé par la mise en service d'infrastructures chez les exportateurs et les acheteurs.

La décorrélation persistante des prix du gaz et du pétrole a eu un impact positif sur le développement des marchés de gros. Les acheteurs, qui traditionnellement s'approvisionnaient via des contrats long terme, ont minimisé leurs enlèvements par contrats afin de profiter du différentiel de prix avec les prix spot. De même, les compagnies nationales des pays producteurs ont modifié leur stratégie commerciale, en vendant du gaz sur les marchés de gros (notamment Gazprom). Ainsi, le différentiel de prix entre le *day-ahead* au PEG Nord et le contrat russe (via Waidhaus) est passé de 1€ en moyenne en 2008 à -7€ en moyenne sur l'année 2009.

### 1.3 Les marchés organisés

Le marché organisé français du gaz a démarré en novembre 2008 avec le lancement des services Powernext Gas Spot et Powernext Gas Futures. 8 acteurs étaient alors présents sur Powernext Gas Spot et sur Powernext Gas Futures à la fin de l'année 2008. A la fin 2009, 23 acteurs étaient présents sur Powernext *Gas Spot* et 20 sur Powernext *Gas Futures*.

Parmi les volumes de gaz commercialisés en 2009 sur Powernext :

- les volumes traités en *Spot* (intra-journalier, *day ahead* et produits week end) représentent 3 223 GWh pour 3107 transactions en 2009. En décembre 2009, le volume échangés atteint 706 GWh contre 229 GWh en moyenne mensuelle de janvier à novembre. Cette augmentation reflète les besoins court terme des expéditeurs pour satisfaire les pointes de consommation lors des vagues de froid (notamment vague du 14 au 22 décembre avec la chute des températures et l'arrivée de la neige) et les interventions de GRTgaz sur le marché Spot<sup>17</sup>.
- les volumes traités en *futures* représentent 15 331 GWh pour 329 transactions en 2009.

### 1.4 Le marché OTC

La CRE ne dispose pas d'information sur les transactions conclues de manière strictement bilatérale. Par contre, la CRE collecte des informations de transactions auprès des courtiers actifs sur les marchés français du gaz.

En 2009, quatre courtiers étaient actifs sur le marché de gros français du gaz et 37 acteurs sont intervenus sur le marché français par l'intermédiaire des courtiers.

- les volumes traités en *spot* (intra-journalier, *day ahead*, week end et Autres) ont augmenté de 104% sur la période, passant de 16,9 TWh en 2008 à 34,5 TWh au 31 décembre 2009 pour un total de 17 184 transactions ;
- Avec une augmentation de 111% d'une année sur l'autre, les volumes négociés en *forwards* sont passés de 45,4 TWh en 2008 à 95,7 TWh au 31 décembre 2009 pour un total de 1 809 transactions

---

<sup>17</sup> Depuis le 1 décembre 2009, GRTgaz intervient sur la bourse Powernext Gas Spot pour couvrir une partie de ses besoins d'équilibrage (produits Day-ahead et intraday aux PEG Nord et Sud).

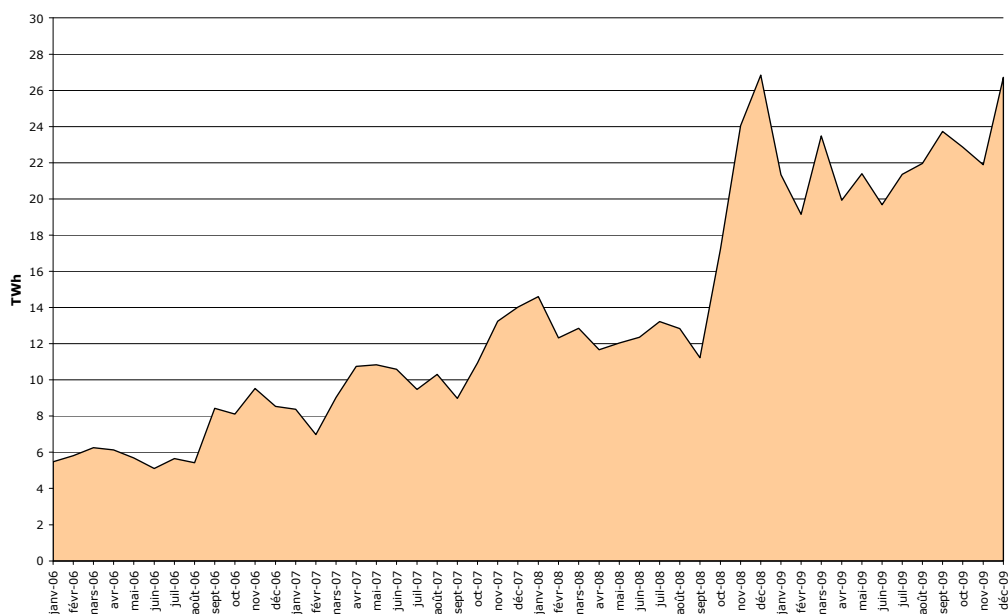
## 1.5 Les livraisons aux PEGs

Les livraisons résultant de ces transactions se réalisent aux Points d'Échange de Gaz (PEG), points virtuels permettant l'échange de gaz au niveau de chaque zone tarifaire. Les livraisons observées sur les PEG résultent :

- des transactions OTC conclues entre fournisseurs ;
- des transactions boursières conclues entre fournisseurs ;
- des livraisons correspondant aux programmes de cession temporaire de gaz (*Gas Release*) ;
- de l'approvisionnement en gaz des opérateurs de réseau pour leurs besoins propres.

Le graphique suivant montre les nominations journalières des acteurs auprès des GRT. Il ne s'agit pas du volume des transactions observées sur la période, mais des livraisons nettes physiques entre acteurs.

**FIGURE N° 13 : VOLUME DES LIVRAISONS NETTES DE GAZ SUR LE MARCHÉ DE GROS FRANÇAIS**



Sources : CRE d'après les données des GRT

En 2009, le volume des livraisons nettes de gaz résultant de transactions entre acteurs sur le marché de gros a augmenté de 45% par rapport à l'année 2008. Au cours de l'année 2009, 263 TWh de gaz ont ainsi été livrés aux PEGs.

## **2 Le marché de détail**

### **2.1 Les consommateurs**

L'ouverture du marché français du gaz a connu plusieurs étapes de l'année 2000 à 2008. Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2007, tous les consommateurs, y compris les clients résidentiels peuvent librement choisir leur fournisseur de gaz naturel. Au 31 décembre 2009, 11,5 millions de sites sont éligibles, ce qui représente 497 TWh de consommation annuelle de gaz naturel.

**TABLEAU N°18 : REPARTITION DE LA CONSOMMATION ANNUELLE DES CONSOMMATEURS FINALS (AU 31 DECEMBRE 2009)**

	Consommation 2009 en TWh
Sites résidentiels	139
Sites non résidentiels	358

*Source : Données 2009, GRD, GRT, Analyses CRE*

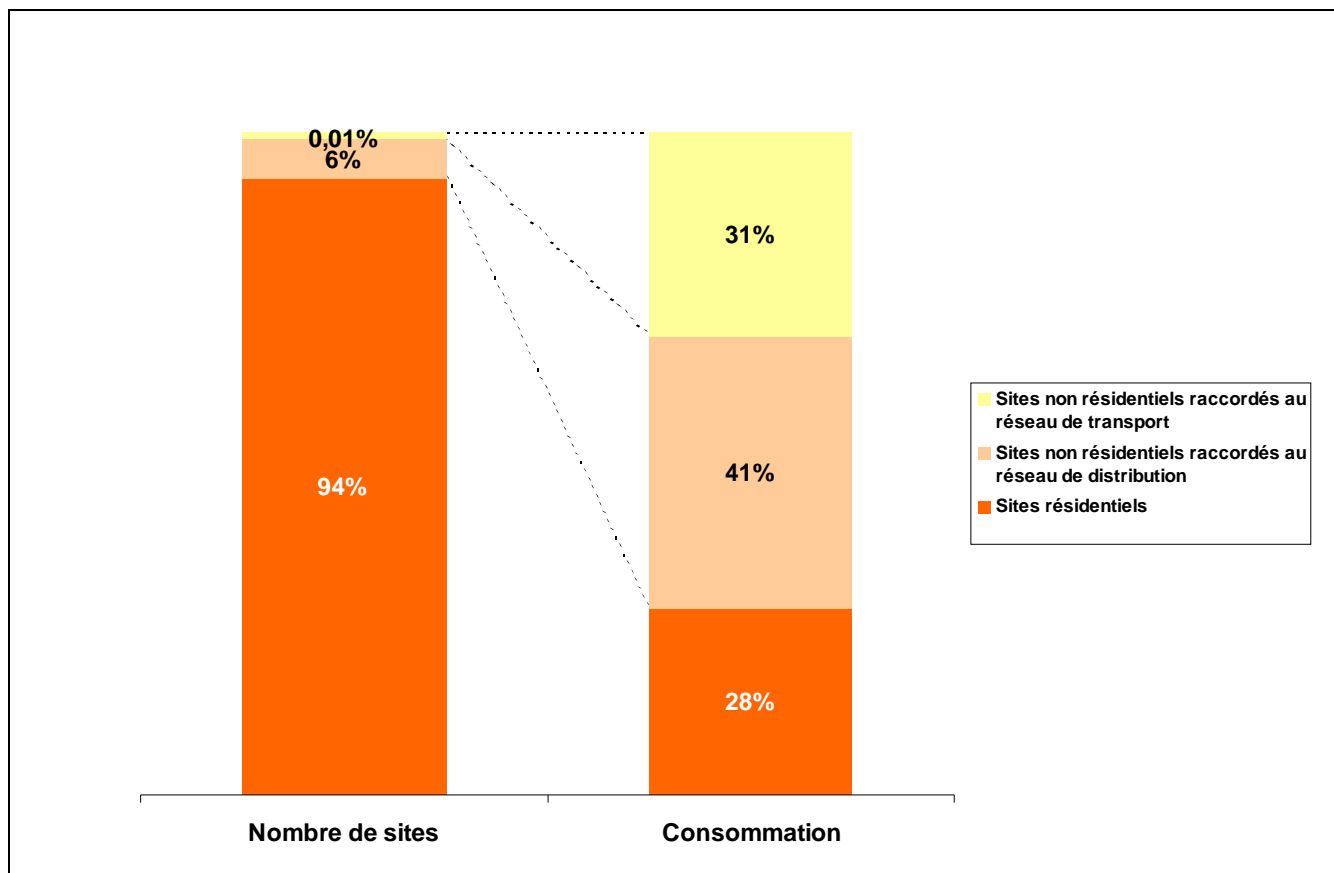
Au cours de l'année 2009, l'ouverture du marché résidentiel à la concurrence s'est fortement ralentie. Au 31 décembre 2009, les fournisseurs alternatifs disposent d'un portefeuille de 637 000 clients résidentiels sur un total de 10,8 millions. Les fournisseurs historiques se partagent le reste du marché.

L'ouverture à la concurrence du marché non résidentiel s'est stabilisée en 2009. On compte 113 000 clients non résidentiels chez les fournisseurs alternatifs, le reste du marché (570 000 sites) est partagé entre les fournisseurs historiques.

Les clients peuvent disposer de deux types de contrats :

- les contrats aux tarifs réglementés (proposés uniquement par des fournisseurs historiques).
- les contrats aux prix de marché (proposés par les fournisseurs historiques et par les fournisseurs alternatifs). L'accès à ce type de contrat suppose d'avoir exercé son éligibilité.

**FIGURE N° 14 : TYPOLOGIE DES SITES DE FOURNITURE DE GAZ AU 31 DECEMBRE 2009**



Source : données 2009 GRT, GRD – Analyse : CRE

## 2.2 Les parts de marché

Au 31 décembre 2009, la part de marché des fournisseurs alternatifs, rapportée au nombre de sites total, est de 6,5 % (soit environ 16,5 % 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 (31 % de la consommation annuelle) que sur le segment des sites résidentiels (4 % de la consommation annuelle).

### A. ANALYSE EN TERMES DE NOMBRE DE SITES

**TABLEAU N°19 : PARTS DE MARCHÉ EN NOMBRE DE SITES DES 3 FOURNISSEURS LES PLUS SIGNIFICATIFS (AU 31 DECEMBRE 2009)**

Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
97%	82%	96%	97%

Source : Données 2009, GRD, GRT, Analyses CRE

Le nombre de fournisseurs dont la part de marché est supérieure à 5% s'élève à :

- 1 (tous segments) ;
- 4 (segment des sites non résidentiels transport) ;
- 2 (segment des sites non résidentiels distribution) ;
- 1 (segment des sites résidentiels)

Les fournisseurs historiques regroupent GDF-Suez, les entreprises locales de distribution (ELD) ainsi que leurs filiales. Un fournisseur historique n'est pas considéré comme un fournisseur alternatif en dehors de sa zone de desserte historique.

**TABLEAU N°20 : PARTS DE MARCHÉ EN NOMBRE DE SITES DES 3 FOURNISSEURS HISTORIQUES LES PLUS SIGNIFICATIFS (AU 31 DECEMBRE 2009)**

Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
94%	73%	83%	94%

Source : Données 2009, GRD, GRT, Analyses CRE

Les fournisseurs alternatifs en France regroupent l'ensemble des fournisseurs qui ne sont pas historiques.

**TABLEAU N°21 : PARTS DE MARCHÉ EN NOMBRE DE SITES DES 3 FOURNISSEURS ALTERNATIFS LES PLUS SIGNIFICATIFS (AU 31 DECEMBRE 2009)**

Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
7%	18%	17%	6%

Source : Données 2009, GRD, GRT, Analyses CRE

## B. ANALYSE EN TERME DE VOLUME DE CONSOMMATION

**TABLEAU N°22 : PARTS DE MARCHÉ EN CONSOMMATION ANNUELLE 3 FOURNISSEURS LES PLUS SIGNIFICATIFS (AU 31 DECEMBRE 2009)**

Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
85%	81%	88%	97%

Source : Données 2009, GRD, GRT, Analyses CRE

Le nombre de fournisseurs dont la part de marché est supérieure à 5% s'élève à :

- 2 (tous segments) ;
- 5 (segment des sites non résidentiels transport) ;
- 3 (segment des sites non résidentiels distribution) ;
- 1 (segment des sites résidentiels)

**TABLEAU N°23 : PARTS DE MARCHÉ EN CONSOMMATION ANNUELLE DES 3 FOURNISSEURS HISTORIQUES LES PLUS SIGNIFICATIFS (AU 31 DECEMBRE 2009)**

Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
82%	69%	84%	95%

Source : Données 2009, GRD, GRT, Analyses CRE

**TABLEAU N°24 : PARTS DE MARCHÉ EN CONSOMMATION ANNUELLE DES 3 FOURNISSEURS ALTERNATIFS LES PLUS SIGNIFICATIFS (AU 31 DECEMBRE 2009)**

Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
10%	22%	11%	4%

Source : Données 2009, GRD, GRT, Analyses CRE

Les fournisseurs étrangers alimentent 29% de la consommation des sites raccordés au réseau de transport et 2% de la consommation des sites raccordés au réseau de distribution.

### 2.3 Les fournisseurs

Au 31 décembre 2009, 19 fournisseurs alternatifs possèdent au moins un client en portefeuille. 5 fournisseurs alternatifs proposent 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.

GDF SUEZ s'approvisionne pour plus de 95% auprès de producteurs internationaux (Russie, Algérie, Norvège, Pays-Bas notamment) dans le cadre de contrats de long terme. Les quatre pays fournisseurs principaux de la France en gaz naturel sont : la Norvège (31,6%), les Pays-Bas (17,9%), l'Algérie (16,2%) et la Russie (14,5%)<sup>18</sup>.

#### A. FOURNISSEURS HISTORIQUES

En France, on dénombre 24 fournisseurs historiques, qui assurent historiquement la fourniture et la distribution :

- Total sur le réseau de transport de gaz (Grand Sud-Ouest) ;
- 22 Entreprises Locales de Distribution (ELD) (sur leur propre zone de distribution) ;
- GDF-Suez (sur le reste du territoire).

#### B. FOURNISSEURS AYANT UNE ACTIVITE D'EXPLORATION PRODUCTION

Au 1er avril 2009, 9 fournisseurs alternatifs actifs ainsi que Gaz de France et Total ont des activités d'exploration-production. Ces activités sont essentiellement localisées à l'étranger.

<sup>18</sup> Source : DGEMP

## 2.4 Les gestionnaires de réseaux

En France, deux fournisseurs (Gaz De France et Total) ont une activité de gestionnaire de réseau de transport (GRT).

GDF-Suez ainsi que les vingt-deux ELD ont une activité de gestionnaire de réseau de distribution (GRD).

## 2.5 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 (clients finaux, fournisseurs, distributeurs, transporteurs, administration). Les règles qui en découlent sont acceptées, tant par les utilisateurs, que par les gestionnaires de réseaux et constituent des usages communément admis par la profession qui ne sont, à ce titre, pas dépourvus de valeur normative.

L'objectif qui avait été fixé par la CRE était que le changement de fournisseur soit simple, rapide et gratuit.

### A. LES DIFFERENTES ETAPES DE LA PROCEDURE

Dans le cadre d'un contrat unique, qui couvre à la fois les conditions de la fourniture 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 futur fournisseur doit assurer l'information du consommateur dans le respect des conditions fixées par la section 12 du Code de la consommation ;
- le client conclut un contrat avec son futur fournisseur, celui-ci devant matérialiser la volonté du client de changer de fournisseur;
- Le futur fournisseur informe le gestionnaire du réseau de distribution 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 gestionnaire de réseau de distribution accuse réception de la demande :
  - il vérifie la recevabilité de la demande (cohérence des informations techniques, de l'index auto-relevé s'il a été fourni) ;
  - il informe le fournisseur actuel du client ;
- le gestionnaire du réseau de distribution estime les index de bascule du client (l'index auto-relevé, si fourni, servant à fiabiliser l'estimation) :
  - il envoie au fournisseur actuel les index à la date du changement de fournisseur et la facture du solde correspondant ;
  - il envoie au futur fournisseur les mêmes index et la première facture correspondant à la part fixe du tarif réseau.

Dans le cas des clients à relève mensuelle ou journalière, les gestionnaires de réseaux de distribution (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

## **B. LES MOTIFS DE REFUS**

Le gestionnaire du réseau de distribution peut s'opposer à une demande de changement de fournisseur si :

- un changement de fournisseur est déjà en cours, suite à une demande antérieure ;
- une fraude a été constatée sur les installations de comptage.
- une erreur ou incohérence technique est décelée (Point de comptage et d'estimation (PCE) inexistant, PCE résilié...)

## **C. LES MODALITES DE RESILIATION ET LES DELAIS**

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* ».

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.

## **D. COUTS LIES AU CHANGEMENT DE FOURNISSEUR**

L'article 3 de la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie,, précise que « *lorsqu'un client éligible exerce cette faculté 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 n°2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie, 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.* »

## **E. ANALYSE DES TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR**

Les taux de switch ci-dessous 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.

**TABLEAU N°25 : TAUX DE SWITCH EN 2009 (FLUX CONSTATES ENTRE LE 1ER JANVIER 2009 ET LE 31 DECEMBRE 2009).**

Segment	2009
Sites non résidentiels	5%
Sites résidentiels	4%

Source : Données 2009, GRD, GRT, Analyses CRE

## 2.6 Les prix de détail

### A. LES TARIFS REGLEMENTES

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

Les tarifs réglementés de vente de gaz naturel sont appliqués par GDF SUEZ, Tegaz, et les 22 Entreprises Locales de Distribution (ELD) et sont spécifiques à chacun de ces fournisseurs.

Le tableau suivant présente la décomposition de la facture de clients type Eurostat<sup>19</sup> aux tarifs réglementés de vente de gaz appliqués par GDF SUEZ au 31 décembre 2009.

---

<sup>19</sup>Client D3 : Ménage ayant une consommation de 23,26 MWh / an (eau chaude, cuisine et chauffage)  
Client I1 : Industriel ayant une consommation de 116,3 MWh / an  
Client I4 : Industriel ayant une consommation de 116,3 GWh / an.

**TABLEAU N°26 : FACTURE AUX TARIFS REGLEMENTES DE VENTE DE GDF SUEZ AU 31 DECEMBRE 2009 (€/MWh)**

	Client D3	Client I1	Client I4
Part approvisionnement	21,0	21,0	21,2
Part transport	2,53	2,1	1,05
Part distribution	11,58	7,73	-
Part stockage	2,6	1,9	0,6
Prélèvements réglementaires sur les frais de réseaux (CTA)	0,97	0,21	0,02
Coûts commerciaux <sup>(2)</sup>	3,95	4,39	0,63
Facture hors TVA aux tarifs réglementés	42,63	37,33	24,94
TVA	7,43	6,73	4,77
Facture TTC aux tarifs réglementés	50,06 (tarif B1)	44,06 (tarif B2I)	29,71 (tarif STS) <sup>(1)</sup>

(1) tarif STS pour un consommateur raccordé au réseau de grand transport

(2) obtenus par différence

Source : Données 2009, Analyses CRE

Remarques sur les hypothèses de calcul :

- toutes les données s'entendent en €/MWh
- la TVA s'applique à hauteur de 19,6% sur la part variable et de 5,5% sur la part fixe
- les clients types présentent les caractéristiques suivantes :
  - Client D3 = ménage ayant une consommation annuelle de 23,26 MWh
  - Client I1 = industriel ayant une consommation annuelle de 116,3 MWh
  - Client I4 = industriel ayant une consommation annuelle de 116,3 GWh avec 250 jours de modulation

Ces hypothèses sont les mêmes que celles retenues lors des rapports précédents.

## B. LES OFFRES DE MARCHÉ

La répartition des prix de quelques offres de marché par rapport aux offres au tarif réglementé à la fin de l'année 2009 est la suivante, pour un client situé à Paris :

Pour des clients de type cuisson+eau chaude (2 800 kWh par an), on trouve :

- 6 offres de marché de 4 fournisseurs différents dont les prix sont compris entre 92% et 97% des tarifs règlementés.
- 5 offres de marché d'un fournisseur historique et d'un fournisseur alternatif dont les prix sont compris entre 106% et 108% des tarifs règlementés.

Pour des clients de type chauffage (17 400 kWh par an), on trouve :

- 7 offres de marché de 4 fournisseurs alternatifs et un fournisseur historique dont les prix sont compris entre 92% et 97% des tarifs règlementés.
- 3 offres de marché d'un fournisseur historique et d'un fournisseur alternatif dont les prix sont compris entre 103% et 109% des tarifs règlementés.

## 2.7 Questions et les 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'émettre une réclamation oralement ou par écrit. 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. 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 2009, le Service Energie-Info a renseigné plus de 440 000 consommateurs (pour ceux souhaitant connaître les coordonnées des différents fournisseurs, soit environ les deux tiers des appels, par l'intermédiaire d'un serveur vocal interactif). De plus, sur cette même période, le site internet a reçu 491 000 visiteurs.

### A. 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.

### B. RECLAMATIONS

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 :

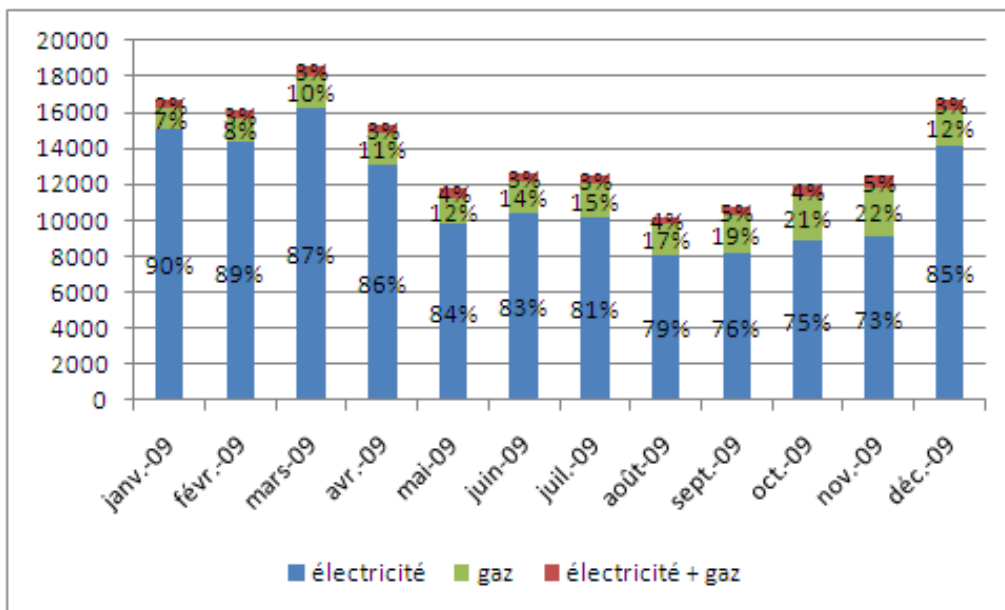
- des contestations de souscription, résultant de ventes sans commande préalable ou de pratiques commerciales jugées déloyales,
- des résiliations non demandées, résultant essentiellement d'erreurs techniques de la part des fournisseurs,
- des litiges liés à la facturation et à l'estimation des consommations par les fournisseurs,
- des litiges relatifs à la réalisation de raccordement aux réseaux de distribution d'électricité ou de gaz naturel.

Les réclamations concernent 2 % des demandes de consommateurs reçues par le service Energie Info. En 2009, ce service a traité environ 9 000 réclamations

- **Litiges entre un consommateur et un fournisseur :** La loi n'a pas confié à la CRE de compétence dans ce domaine. Lorsqu'il répond à une telle réclamation, le service Energie-Info informe le consommateur sur ses démarches et sur ses droits, et peut l'orienter vers le médiateur national de l'énergie (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) ou bien vers 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 (compétente pour sanctionner les infractions au code de la consommation). A noter que le médiateur national de l'énergie a reçu 5 111 saisines de consommateurs en 2009.
- **Litiges liés à l'accès ou à l'utilisation des réseaux :** Une fois les voies de résolution amiable d'un litige épuisées, le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS) de la CRE peut, dans certains cas, être saisi par un consommateur. Ces cas sont très rares, la plupart des différends trouvant une solution amiable avant la saisine du CoRDIS.

**FIGURE N° 15 : ENERGIE CONCERNEE PAR LES QUESTIONS & RECLAMATIONS DE CONSOMMATEURS (ELECTRICITE / GAZ / ELECTRICITE & GAZ)**

(Périmètre : appels clients traités de façon individualisée - hors serveur vocal+ demandes écrites)



### **3 Mesures visant à éviter les abus de position dominante**

#### **3.1 Marché de gros**

##### **A. LES DISPOSITIFS DE GAS RELEASE**

Le dispositif du programme de Gas release a pris fin le 31 décembre 2008, les acteurs concernés n'ayant pas souhaité reconduire le dispositif.

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

Parallèlement aux activités de surveillance des marchés de gros de l'électricité, la CRE exerce sa mission de surveillance des marchés de gros du gaz, telle qu'elle lui a été confiée par la loi du 10 février 2000, modifiée par la loi du 7 décembre 2006.

###### **a. LE RAPPORT DE SURVEILLANCE**

Le rapport de surveillance des marchés de gros du gaz et de l'électricité a été publié en 2009. Le rapport met en avant les évolutions récentes des marchés de gros gaziers depuis 2008.

Ces évolutions interviennent dans un contexte marqué par plusieurs événements clefs pour les marchés du gaz en France. Ces événements sont liés, d'une part, à l'environnement international, avec notamment le retournement des cours du pétrole à l'été 2008, la récession économique et l'apparition d'excédents de gaz par rapport à la demande mondiale, et, d'autre part, à des développements spécifiques au marché français, comme la fusion en une seule zone au 1er janvier 2009 des trois précédentes zones de transport au Nord en France (Nord-H, Est et Ouest). Cette situation a permis le développement de la liquidité en zone Nord ainsi que des opportunités d'arbitrage accrues entre les contrats d'importation à long terme indexés sur des produits pétroliers et des achats sur les marchés.

On observe un développement des volumes livrés aux PEG. Le négoce de gaz sur le marché intermédiaire français, toutes échéances confondues, est en forte progression depuis 2008 et cette tendance se poursuit en 2009. Les volumes négociés atteignent 149 TWh en 2009, contre 66 TWh sur l'année 2008 et 27 TWh en 2007. La zone Nord reste la zone sur laquelle le négoce est le plus développé.

Les prix de gros du gaz en France suivent sur la majeure partie de 2008 une tendance à la hausse liée à l'indexation, avec décalage de plusieurs mois, sur les produits pétroliers. Leurs niveaux bas de 2009 reflètent le contexte général de la faiblesse de la demande par rapport au gaz disponible sur les marchés internationaux. Les niveaux actuels des prix de marché en France restent en dessous des niveaux des prix des contrats de long terme indexés pétrole.

Cette évolution des prix du gaz a été similaire en France et en Europe, même si des décorrélations ponctuelles entre les marchés européens ont été observées. Des écarts importants de prix entre le PEG Nord et Zeebrugge, au cours du mois de novembre 2008, ont par exemple été constatés. La CRE a mené des investigations afin d'identifier les facteurs spécifiques au marché français qui ont pu contribuer à cet épisode. Les principales conclusions de cette investigation sont les suivantes :

- aucune manipulation de marché n'a été décelée ;
- les arbitrages entre approvisionnements à long terme et achats de court terme ont constitué un facteur de soutien aux prix de marché au PEG Nord en novembre 2008 ;
- pour ce qui concerne le réseau français, les maintenances observées sur le réseau de GRTgaz ont limité de façon ponctuelle la capacité journalière disponible ;
- les arbitrages de court terme depuis la Belgique restent structurellement difficiles à mettre en place.

## 3.2 Marché de détail

### A. RELATIONS CONTRACTUELLES ENTRE LES CLIENTS ET LES FOURNISSEURS

#### a. RELATIONS AVEC LES CLIENTS PROFESSIONNELS

Les fournisseurs de gaz sont, dans leurs relations avec les clients professionnels, soumis au droit commun du *Code civil* et du *Code du commerce*.

Les fournisseurs sont soumis à une obligation de transparence à l'égard de ces consommateurs. Ils doivent expliquer clairement leurs obligations et toute disposition contractuelle obscure ou ambiguë sera interprétée en leur défaveur.

La structure et le contenu des contrats conclus avec des consommateurs professionnels sont en principe libres, sous réserve de ne pas aller à l'encontre de la réglementation applicable.

Pour les petits consommateurs professionnels<sup>20</sup>, une liste d'informations précontractuelles et contractuelles a été définie par le législateur<sup>21</sup>. Depuis la loi n° 2008-776 du 4 août 2008 de modernisation de l'économie, ces informations doivent être mises à la disposition du client par écrit ou sur support durable préalablement à la conclusion du contrat. Pour cette catégorie de clients, le fournisseur est également tenu d'offrir la possibilité de conclure un « contrat unique » qui regroupe la fourniture et l'accès au réseau.

Les contrats relatifs à l'accès au réseau sont transmis à la CRE. Leurs dispositions se doivent d'être transparentes et non discriminatoires. Lorsque cela est nécessaire pour le règlement d'un différend soumis au CoRDIS, celui-ci peut fixer, de manière objective, transparente, non discriminatoire et proportionnée, les modalités de l'accès aux réseaux, ouvrages et installations ou les conditions de leur utilisation.

La durée du contrat est libre. Elle peut être longue si le client le souhaite. La CRE s'est déclarée favorable à la mise en place de contrats de long terme, dans lesquels les fournisseurs s'engagent sur des prix dont l'évolution, au cours du contrat, serait liée à des indices transparents. Ces contrats doivent néanmoins être conformes au droit de la concurrence, notamment pour ce qui concerne les opérateurs en position dominante. La conclusion de contrats de long terme de fourniture de gaz ne doit pas avoir pour objet, ou pour effet, l'éviction de concurrents. Par ailleurs, les clients doivent pouvoir résilier leur contrat par anticipation et les pénalités qui leur sont appliquées doivent être raisonnables.

---

<sup>20</sup>.Souscrivant une puissance électrique égale ou inférieure à 36 kilovoltampères

<sup>21</sup> Article 43 de la loi du 7 décembre 2006

En application de l'article L. 441-6 du code de commerce qui s'impose à l'ensemble des fournisseurs dans leurs relations contractuelles avec des clients professionnels, ils sont tenus de communiquer à un client professionnel qui en fait la demande, leurs conditions générales de vente.

Celles-ci constituent le socle de la négociation commerciale et comprennent les conditions de vente, le barème des prix unitaires, les réductions de prix et les conditions de règlement.

Tout comme le contrat, le format de la facture est libre, excepté pour les petits consommateurs professionnels<sup>22</sup>. Pour ces derniers, l'arrêté du 2 juillet 2007 est allé plus loin et définit clairement les informations devant figurer sur les factures. Les postes d'information sont décrits de façon détaillée et le fournisseur doit indiquer au client le délai de préavis de résiliation de son contrat. Les petits clients professionnels sont également soumis aux nouvelles dispositions de l'article L. 121-87 du code de la consommation, introduites par l'article 89 de la loi n° 2008-776 du 4 août 2008 de modernisation de l'économie. Désormais, le consommateur n'est engagé auprès d'un fournisseur que par sa signature, sauf s'il demande expressément à bénéficier immédiatement de la fourniture d'énergie dans le cas d'un emménagement.

---

<sup>22</sup> L'arrêté du 2 juillet 2007 relatif aux factures de fourniture d'électricité ou de gaz naturel encadre les factures des petits professionnels et des particuliers.



## **b. RELATIONS AVEC LES CLIENTS RESIDENTIELS**

Les fournisseurs de gaz naturel sont, dans leurs relations avec les clients résidentiels, soumis au *Code civil* et au *Code de la consommation*.

L'article 42 de loi du 7 décembre 2006 a introduit une nouvelle section dans le code de la consommation, règlementant les contrats de fourniture d'énergie.

Les offres des fournisseurs doivent comporter, comme le précise l'article L. 121-87 du code de la consommation, seize types d'informations précontractuelles pour permettre aux consommateurs de les comparer avant de fixer leur choix. Depuis la loi n° 2008-776 du 4 août 2008 de modernisation de l'économie, ces informations doivent être mises à la disposition du client par écrit ou sur support durable préalablement à la conclusion du contrat.

Les fournisseurs sont tenus d'offrir la possibilité aux clients résidentiels de souscrire un « contrat unique » couvrant à la fois l'acheminement et la fourniture.

Le contrat du fournisseur doit respecter un certain formalisme, il doit notamment :

- 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 (...).

Certaines dispositions sont encadrées :

- La durée des contrats : les fournisseurs ont l'obligation de proposer au consommateur résidentiel, parmi leurs offres, un contrat d'un an ;
- La résiliation des contrats : l'objectif étant d'éviter toute interruption de fourniture en cas de changement de fournisseur et de limiter la facturation de frais pour le consommateur ;

L'article 89 de la loi n° 2008-776 du 4 août 2008 de modernisation de l'économie modifie l'article L. 121-89 du Code de la consommation. Désormais, le consommateur n'est engagé auprès d'un fournisseur que par sa signature, sauf s'il demande expressément à bénéficier immédiatement de la fourniture d'énergie dans le cas d'un emménagement.

\*  
\* \*

## **VI . Sécurité de l'approvisionnement**

La CRE attire l'attention sur le fait que la plupart des informations transmises dans ce chapitre relèvent de la compétence du ministre chargé de l'énergie.

La sécurité d'approvisionnement en électricité est en premier lieu assurée par la planification des moyens de production. Cette planification a lieu tous les deux ans lors de l'adoption de la programmation pluriannuelle des investissements de production. L'article 6 de la loi du 10 février 2000 prévoit que le « *ministre chargé de l'énergie arrête et rend publique la programmation pluriannuelle des investissements de production qui fixe les objectifs en matière de répartition des capacités de production par source d'énergie primaire et, le cas échéant, par technique de production et par zone géographique* ». Pour atteindre ces objectifs, des mesures de soutien, en faveur de certaines énergies primaires par exemple, peuvent être adoptées. Des appels d'offres peuvent également être lancés.

Par ailleurs, le contexte actuel, caractérisé par une intégration des marchés non encore effective et un développement des échanges transfrontaliers, nécessite d'assurer, au delà de l'existence de capacités installées suffisantes, la disponibilité de capacités de production permettant de faire face à la demande.

Pour le gaz, la CRE n'a aucune responsabilité en matière de sécurité des approvisionnements qui est l'apanage du gouvernement. Cependant, l'article 18 de la loi du 3 janvier 2003 prévoit un rapport au parlement (PIP Gaz – Plan Indicatif Pluriannuel des investissements dans le secteur du Gaz<sup>23</sup>) qui décrit l'évolution prévisible de la demande en gaz naturel, sa répartition géographique et l'adéquation de l'infrastructure gazière (stockages souterrains, terminaux méthaniers, canalisations de transport, ouvrages d'interconnexion), ainsi que l'évolution prévisible à 10 ans de la contribution des contrats à long terme d'approvisionnement du marché français. Ce document, élaboré en parallèle des Programmes Pluriannuels des Investissements de production électricité et de chaleur, a été révisé au deuxième semestre 2008 pour la période 2009-2020.

### **1 Electricité**

En application de l'article 4 de la directive 2003/54/CE

#### **1.1 La situation actuelle**

##### **A. LA DEMANDE D'ELECTRICITE A LA POINTE**

La consommation intérieure a diminué de 1,6% en 2009, par rapport à l'année 2008. L'hiver, le gradient de consommation atteint – 2 100 MW/°C, c'est-à-dire que la consommation instantanée augmente de 2 100 MW lorsque la température baisse de 1°C.

La consommation instantanée a atteint un nouveau record, le mercredi 7 janvier à 19h, en s'établissant à 92 400 MW.

---

<sup>23</sup> [http://www.developpement-durable.gouv.fr/spip.php?page=article&id\\_article=10634](http://www.developpement-durable.gouv.fr/spip.php?page=article&id_article=10634)

## B. LE MIX ENERGETIQUE

Au 31 décembre 2009, la capacité de production totale installée était de 120,2 GW, dont 4,4 GW d'éolien. En 2009, 518,8 TWh ont été produits en France, soit 5,5% de moins qu'en 2008. Ceci résulte notamment des mouvements sociaux qui ont impacté le parc de production durant l'hiver 2009 et d'une moindre disponibilité du parc sur l'année. Par conséquent, la baisse de la production ayant été plus forte que celle de la consommation, le bilan net exportateur s'est établi à 25,7 TWh, en diminution de près de 50%.

**TABLEAU N°27 : LE MIX DE PRODUCTION ELECTRIQUE DE LA FRANCE (SOURCE : DONNEES PUBLIQUES DE RTE)**

	Electricité produite en 2009	Variation 2009/2008	Part dans le mix énergétique
Nucléaire	390,0 TWh	- 6,8 %	75,1%
Thermique	54,8 TWh	+ 3,1 %	10,6%
Hydraulique	61,8 TWh	- 9,2 %	11,9%
Eolien	7,8 TWh	+ 39,9 %	1,5%
Autres renouvelables	4,4 TWh	+ 7,5 %	0,9%

**TABLEAU N°28 : LE PARC ELECTRIQUE INSTALLEE PAR SOURCE EN FRANCE (DONNEES PUBLIQUES DE RTE)**

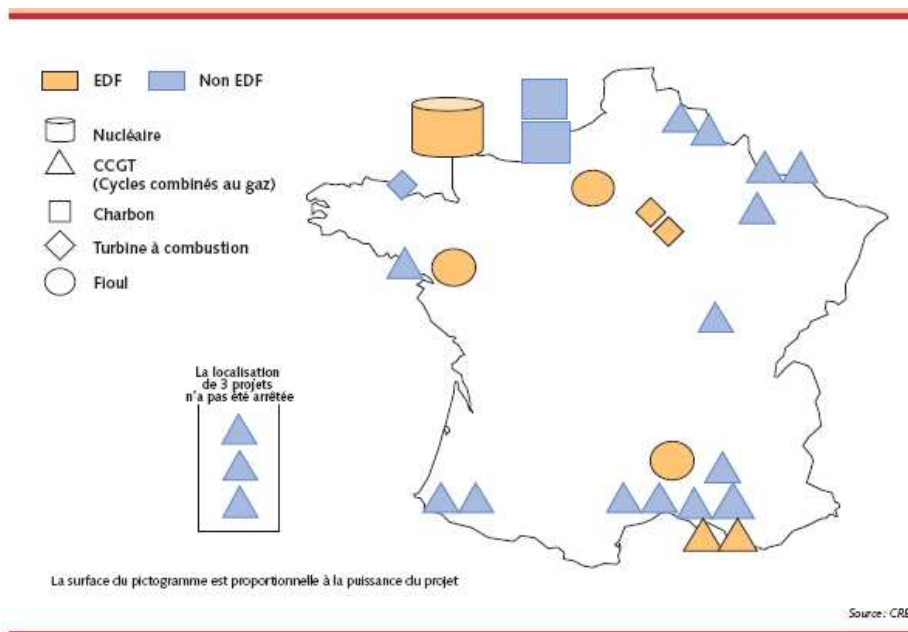
Puissance disponible (GW)	Parc actuel 31 décembre 2009
Nucléaire	63,1
Thermique à combustion fossile	26,2
Hydraulique	25,3
Eolien	4,4
Autres énergies renouvelables	1,2

## C. LES INVESTISSEMENTS DANS LE SECTEUR DE LA PRODUCTION

La loi du 10 février 2000 sur le service public de l'électricité prévoit que les nouvelles installations de production d'électricité et les installations modifiées doivent bénéficier d'une autorisation d'exploiter ou faire l'objet d'une déclaration auprès du ministère en charge de l'énergie.

Le premier vecteur de développement des moyens de production est le développement des énergies renouvelables, avec, en particulier, l'installation de près d'1 GW d'énergie éolienne. Des centrales à cycle combiné gaz, ainsi que des centrales nucléaires sont en construction ou en projet. Les investissements dans les réseaux ont crû massivement en 2009 et pour les 3 années à venir. En effet, en moyenne par an, 1192 M€ sont investis dans les réseaux sur la période 2009-2012, à la fois pour développer les interconnexions et pour renforcer les réseaux internes. Ces investissements sont en hausse de 60% par rapport à la période 2006-2008.

**FIGURE N° 16 : PROJETS DE CENTRALES DE PRODUCTION DE PLUS DE 100 MW ANNONCÉS EN FRANCE**



La figure ci-dessus présente les principaux projets de nouveaux moyens de production annoncés en France pour une mise en service au plus tard en 2012. Ils représentent une capacité totale de plus de 14 GW.

Au total, une vingtaine de projets de centrales à gaz sont prévus pour une mise en service d'ici 2015, concernant en majorité des centrales à cycles combinés au gaz (CCCG), d'une puissance moyenne de 400 MW. Deux projets de TAC, pour une capacité de 183 MW chacune, doivent être mise en service en 2010.

A un horizon plus éloigné, un projet de centrale à charbon devrait voir le jour en 2016 pour une puissance de 800 MW. Enfin, outre la construction de l'EPR sur le site de Flamanville, un nouveau projet nucléaire a été annoncé pour une mise en service en 2017, avec une puissance de 1 650 MW.

Si l'aboutissement de certains projets est incertain du fait du contexte économique, d'autres sont déjà en phase de réalisation. Plus de 9 GW sont portés par des opérateurs alternatifs, tous actifs sur le marché de détail : Endesa, Poweo, Gaz de France et Electrabel. Les projets des fournisseurs alternatifs sont des installations dites « de semi-base ».

Le Gouvernement peut lancer un appel d'offres, mis en œuvre par la CRE, s'il estime que les moyens de production existants et prévus ne permettent pas de répondre aux objectifs arrêtés par le ministre chargé de l'énergie dans le cadre de la programmation pluriannuelle des investissements de production.

Depuis début 2004, plusieurs appels d'offres ont été lancés :

- un appel d'offres portant sur une turbine à combustion de 40 MW en Martinique a conduit à l'autorisation d'exploiter d'une centrale à Bois-Rouge ;
- un appel d'offres concernant des installations de production d'électricité utilisant l'énergie issue de la biomasse et du biogaz a conduit à l'autorisation d'exploiter une capacité de 232 MW ;
- un appel d'offres concernant des installations éoliennes en mer a conduit à l'autorisation d'exploiter de 100 MW de capacité (500 MW étaient recherchés) ;
- un appel d'offres concernant des installations éoliennes à terre a conduit à l'autorisation d'exploiter de 278 MW de capacité (500 MW étaient recherchés) ;
- deux appels d'offres portant sur des installations de production d'électricité utilisant l'énergie issue de la biomasse. Le premier appel d'offre a été lancé en 2006. Il porte sur une capacité de 300 MW, dont 80 MW pour des installations de puissance unitaire comprise entre 5 et 9 MW inclus, et 220 MW pour des installations de puissance supérieure à 9 MW. Les candidats retenus doivent bénéficier d'un contrat d'achat de l'électricité produite au prix qu'ils proposent, pour une durée de 20 ans. 56 offres étaient parvenues à la CRE le 9 août 2007, date limite de remise des offres. La CRE a rendu son avis relatif au choix des offres le 5 juin 2008. Le second appel d'offre a été lancé en 2009. Ce dernier porte sur une capacité cumulée de 250 MW, répartie en deux tranches : Une première tranche de 150 MW pour des installations de valorisation énergétique de la biomasse de puissance supérieure ou égale à 3 MW dans certaines zones définies. Une seconde tranche de 100 MW pour des installations de valorisation énergétique de la biomasse de puissance supérieure ou égale à 3 MW se situant en France métropolitaine.
- Un appel d'offre portant sur la construction d'ici 2011 d'au moins une centrale solaire au sol dans chaque région française, pour une puissance cumulée maximale de 300 MW. Cette capacité de 300 MW est répartie en 27 tranches, réparties sur quatre zones géographiques.

Outre celui portant sur une capacité de production en Martinique, ces appels d'offres ont été réalisés dans une optique de soutien des énergies renouvelables et n'ont pas vocation à résoudre à un problème de sécurité d'approvisionnement.

Par ailleurs, des obligations d'achat sont destinées à favoriser le développement de certaines filières. EDF et les ELD doivent ainsi acheter, sous certaines conditions et à des tarifs fixés par l'Etat, l'énergie produite par :

- les installations utilisant des énergies renouvelables (petites installations hydrauliques, éolien, photovoltaïque, valorisation des déchets ménagers, biomasse/biogaz, géothermie) ;
- les installations de cogénération.

#### D. L'ADEQUATION OFFRE-DEMANDE

Selon les prévisions de RTE, en ne tenant compte que du parc de production actuel augmenté des projets dont la réalisation semble fortement crédible et diminué de tous les déclassements probables, l'équilibre entre l'offre et la demande devrait être assuré jusqu'en 2013. Le critère de sécurité utilisé est l'espérance mathématique de durée de défaillance annuelle, qui doit être inférieure à trois heures par an.

**TABLEAU N°29 : L'ADEQUATION DU SYSTEME ET LE CRITERE DE SECURITE (SOURCE : PREVISIONS DE RTE)**

Trajectoire probable	2011	2012	2013	2014	2015
Probabilité de défaillance	6,7%	8,2%	10,5%	14,9%	24,6%
Energie de défaillance en espérance	4,6 GWh	5,3 GWh	8,2 GWh	14,1 GWh	31,9 GWh
Espérance de durée de défaillance	2h09	2h30	3h33	5h25	10h22
Puissance manquante			0,4 GW	1,8 GW	4,0 GW

Cette analyse de la défaillance tient compte d'un solde des échanges à 0. Or, en cas d'insuffisance de la production sur le sol français, il est possible d'avoir recours à l'importation, dans la mesure où les pays voisins sont eux en mesure d'assurer une production supérieure à leurs besoins nationaux. La puissance manquante reste inférieure aux capacités totales d'importation, supérieures à 8 GW.

### **1.2 Les projets d'infrastructures**

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 stimule 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, pour la décennie à venir, des investissements conséquents dans le réseau public de transport d'électricité. Le niveau annuel d'investissements devrait atteindre en moyenne 1 192 M€ pour la période 2009-2012, soit une hausse de 60 % par rapport à la période 2006-2008.

Toutefois, au-delà du développement des infrastructures d'interconnexion, le niveau des échanges transfrontaliers n'en demeure pas moins conditionné par le bon développement du réseau national de grand transport situé en amont. Une attention particulière doit en effet être portée aux contraintes, sur le réseau intérieur, qui seraient susceptibles de limiter le développement des interconnexions.

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

La capacité commerciale d'échanges entre la France et l'Espagne se situe aujourd'hui à environ 1 400 MW de la France vers l'Espagne et à 500 MW de l'Espagne vers la France. Le taux d'interconnexion de la péninsule ibérique est ainsi actuellement en net retrait des recommandations du Conseil européen de Barcelone en 2002 (10% de la consommation nationale).

L'objectif actuellement poursuivi par les gestionnaires de réseau de transport est d'atteindre à court-terme une capacité commerciale de 2600 MW.

Suite aux recommandations du coordinateur européen Mario Monti, le Gouvernement espagnol et le Gouvernement français ont conclu un accord pour la réalisation d'une nouvelle ligne souterraine, à courant continu, entre les postes 400 kV de Baixas (FR) et Santa Llogaia (SP) afin d'atteindre le palier de 2 600 MW. Cette nouvelle interconnexion requiert la création d'un tunnel transfrontalier pour le passage du col de Perthus. Le coût estimé du projet est de 372 M€ pour la part française avec une date de mise en service prévue pour 2014.

A long terme l'objectif de capacité d'interconnexion est de 4 000 MW. A cet effet, de nouvelles études devront être engagées et une nouvelle interconnexion sur la partie centrale ou ouest de la frontière pourrait être nécessaire.

#### **B. L'OPTIMISATION DE L'INTERCONNEXION FRANCE – ITALIE**

RTE et Terna ont finalisé une étude bilatérale (projet TEN-E) afin d'accroître la capacité de l'interconnexion France – Italie permettant d'engager des projets d'optimisation du réseau alpin dont la part française s'élève à 110 M€. RTE a ainsi entrepris en 2009 des changements de conducteurs sur le réseau français, prévus pour se poursuivre jusqu'en 2013.

A plus long terme, Terna et RTE se sont engagés pour la réalisation d'une interconnexion à courant continu d'environ 1000 MW entre la Savoie et le Piémont via la nouvelle galerie de sécurité du tunnel de Fréjus.

L'accroissement de la capacité d'interconnexion entre la France et l'Italie, au travers de ces projets, demeure toutefois limité par des congestions sur les frontières France – Suisse et Suisse – Italie. RTE, SWISSGRID et Terna ont par conséquent engagé des études communes sur ce sujet.

#### **C. LE RENFORCEMENT DE L'INTERCONNEXION FRANCE – BELGIQUE**

Les travaux de renforcement de l'interconnexion 225 kV Moulaine – Aubange visant à accroître la capacité d'import de la Belgique (changements de conducteurs) ont été achevés fin 2009.

#### **D. L'ACCROISSEMENT DE L'INTERCONNEXION FRANCE – ANGLETERRE**

RTE, Elia et National Grid ont consulté conjointement les acteurs du marché en septembre 2008 au sujet des capacités entre la France et l'Angleterre. En réponse à l'intérêt manifesté par les acteurs de marché pour un accroissement de la capacité d'interconnexion entre la Grande – Bretagne et le continent, RTE et National Grid ont engagé des études qui devront permettre fin 2010 de décider d'investissements visant à augmenter la capacité d'interconnexion entre la France et l'Angleterre.

#### **E. LES PROJETS IMPORTANTS D'INVESTISSEMENT DANS LE RESEAU INTERIEUR**

Les projets majeurs sur le réseau intérieur portent notamment sur la poursuite du renforcement de l'axe 400 kV Tamareau – Tavel (augmentation des capacités de transit entre le Sud-Est et le Sud-Ouest de la France), le développement de capacité d'accueil pour le raccordement de producteurs d'électricité sur la zone industrielle de Fos dans le Sud-Est de la France, la création d'un nouvel axe 400 kV en Normandie pour l'insertion du futur EPR dans le réseau électrique ainsi que l'amélioration de la sécurité des zones en situation de fragilité électrique telles que la région Provence-Alpes-Côte D'Azur (PACA) et la Bretagne.

Ainsi, pour la région PACA, les mesures d'urgence prises par RTE pour renforcer la sécurité d'alimentation du Var et des Alpes Maritimes seront achevées fin 2010. Ces mesures devront être complétées par la création à l'horizon 2015 d'ouvrages 225 kV visant à sécuriser durablement l'Est de la région PACA. En Bretagne, la réalisation d'une injection 400/225 kV au poste de Morbihan permettra d'ici fin 2010 d'améliorer la situation du Sud de la Bretagne. Toutefois, le faible niveau de production locale et la fragilité structurelle rémanente, en particulier du Nord de la Bretagne, exposent celle-ci à des risques de coupure en l'absence de nouveaux projets de production sur la zone.



## 2 Gaz

En application de l'article 5 de la directive 2003/55/CE et de l'article 5 de la directive 2004/67/CE

### 2.1 La situation actuelle

Les niveaux actuels de la consommation de gaz ainsi que les prévisions de consommation à venir sont des données relevant du Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de la mer.

L'approvisionnement gazier en France repose sur les importations (83% du gaz consommé) qui s'élevaient à 603 TWh<sup>24</sup> en 2009 (52 Mtep), en diminution de 18 TWh par rapport à 2008 (cf. tableau 30) (données non corrigées du climat).

**TABLEAU N°30 : BILAN PHYSIQUE DU MARCHÉ FRANÇAIS EN 2008 EN COMPARAISON AVEC 2007 (EN TWh ET EN MTEP)**

Source : CRE, d'après GRTgaz et TIGF (flux physiques ; données non corrigées du climat)

APPROVISIONNEMENTS			DEBOUCHES		
	2009	2008		2009	2008
Déstockage	116	110	Stockage	129	114
Production	9	10	Exportations	104	111
Importations	603	621	Consommations clients finals	489	509

En Mtep					
APPROVISIONNEMENTS			DEBOUCHES		
	2009	2008		2009	2008
Déstockage	10	9	Stockage	11	10
Production	1	1	Exportations	9	10
Importations	52	53	Consommations clients finals	42	44

#### a. CAPACITE DE STOCKAGE

La capacité de stockage en France est de 140 TWh (12 Mtep), soit environ 9,6 Gm<sup>3</sup> (volume utile), représentant 28 % de la consommation annuelle française de gaz naturel. Le débit de pointe avoisine les 200 millions de m<sup>3</sup> par jour, soit 2,3 TWh par jour. Ces capacités de stockage se répartissent entre opérateurs de la façon suivante :

- 111,4 TWh (9 Mtep soit 80% de la capacité totale) pour Storengy sur 12 sites répartis en 7 groupements sur le réseau de GRTgaz ;

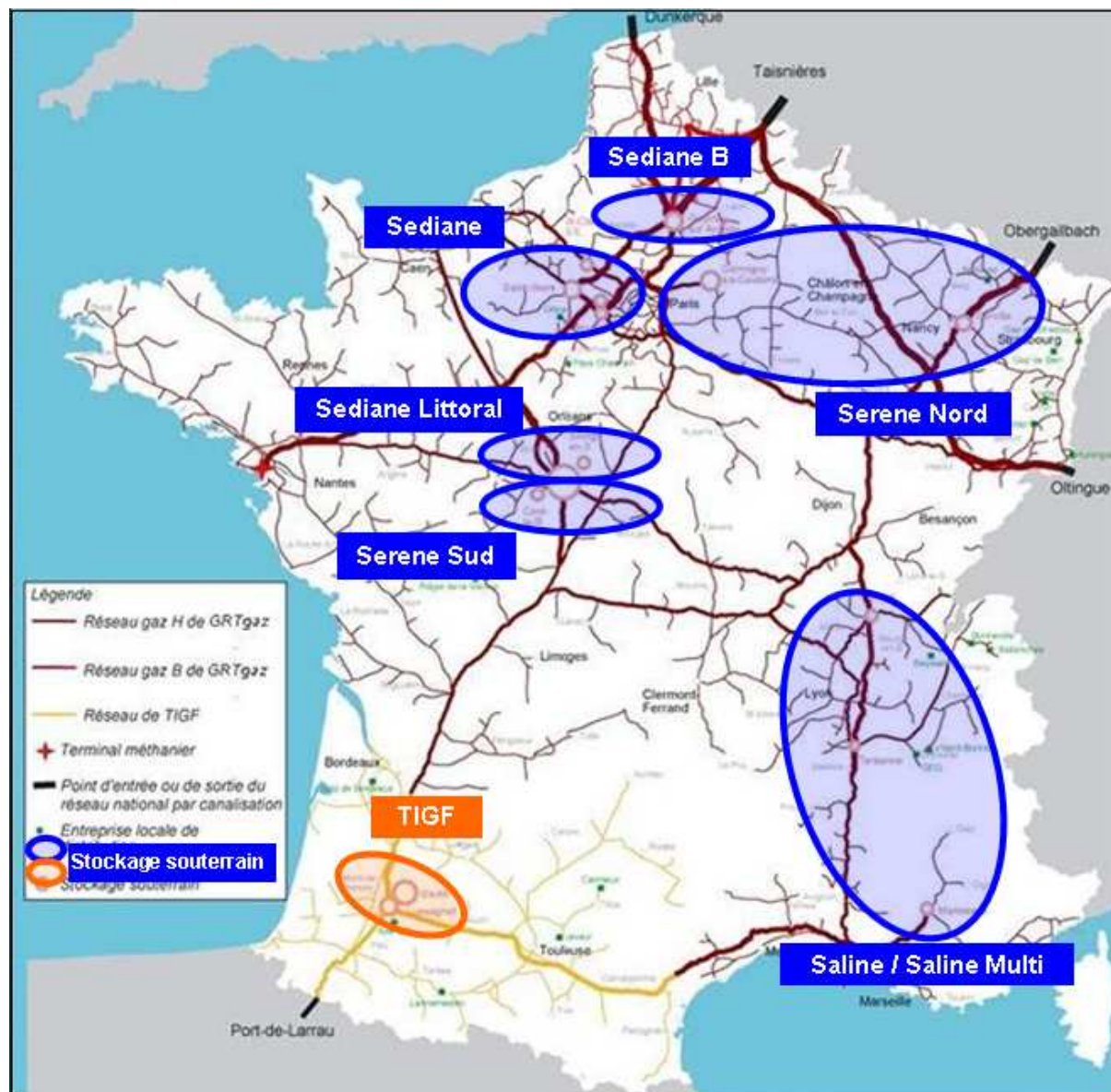
<sup>24</sup> Les données reçues et traitées par la CRE sont libellées en unité de puissance (Wh et autres préfixes). Ainsi, toutes les informations chiffrées sont d'abord indiquées en base Wh puis converties en Mtep. La conversion est calculée sur base du facteur de conversion standard utilisé par l'Agence Internationale de l'Énergie (Cf. [IEA - unit converter](#)) et par Eurostat. Facteur de conversion : 1 GWh = 8,6\*10<sup>-5</sup> Mtep.

- 28,9 TWh (2 Mtep soit 20% de la capacité totale) pour TIGF sur 2 stockages dans le sud-ouest de la France (réseau de TIGF).

La carte des groupements de stockage détenus par Storengy a été modifiée à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2009 (Cf. figure 17).

**FIGURE N° 17 : LOCALISATION DES GROUPEMENTS DE STOCKAGE ; CAPACITES, INJECTIONS ET SOUTIRAGES**

Source : CRE



Groupements de stockage	Capacité		Soutirage		Injection	
	TWh	Mtep	GWh/j	ktep/j	GWh/j	ktep/j
Groupement Serene Nord	24,1	2,07	239	20,6	218,2	18,8
Groupement Serene Sud	25,6	2,2	279,7	24,5	230,1	19,8
Groupement Sediane	13,3	1,14	315,6	27,1	213,8	18,4
Groupement Sediane Multi	0,3	0,03	4,9	0,42	4,9	0,42
Groupement Sediane Littoral	26,3	2,26	354	30,4	269,7	23,2
Groupement Saline	10,4	0,9	576,1	49,5	103,5	8,9
Groupe Saline Multi	0,13	0,01	6,9	0,6	6,9	0,6

Groupement Sediane B	13,3	1,1	283	24,3	97,1	8,3
TIGF	28,9	2,5	480	41,3	310	26,7

Source : sites de Storengy et de TIGF / outil de conversion utilisé : AIE  
(<http://www.iea.org/stats/unit.asp>)

**TABLEAU N°31 : VOLUMES DE GAZ UTILE EN % ET EN TWh DU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2007 AU 1<sup>ER</sup> OCTOBRE 2009**

Source : CRE

	01-Apr-07	01-Oct-07	01-Apr-08	01-Oct-08	01-Apr-09	01-Oct-09
mini in TWh	0	109	0	110	0	111
maxi in TWh	64	136	64	137	65	140
mini in Mtep	0	9	0	9	0	10
maxi in Mtep	5	12	5	12	6	12
mini in %	0%	80%	0%	80%	0%	79%
maxi in %	47%	100%	47%	100%	47%	100%
Quantity in stock in TWh	88	130	51	136	37	140
Quantity in stock in Mtep	8	11	4	12	3	12
Gas in stock / Total capacity *	65%	96%	37%	100%	26%	100%

\* Les capacités totales de stockage en 2007, 2008, 2009 s'élevaient en moyenne sur l'année à respectivement 135,7 TWh, 136,5 TWh et 140 TWh.

### **b. TERMINAUX METHANIER**

En 2009, deux terminaux méthaniers sont opérationnels, à Fos Tonkin et à Montoir-de-Bretagne. Tous deux sont gérés par la société Elengy, filiale du groupe GDF SUEZ.

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 7 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>.

En 2009, les taux d'utilisation de Fos Tonkin et de Montoir étaient respectivement de 89% et 58%. La France est l'un des principaux importateurs de GNL en Europe et reçoit 30% de son approvisionnement en gaz sous forme de gaz liquide.

En vertu de la loi du 3 janvier 2003, 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 la 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, bénéficier d'une exemption à l'accès des tiers.

Les exemptions sont délivrées par le ministre 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 applicable 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.

Le 26 juin 2009, Dunkerque LNG a déposé auprès du ministre chargé de l'énergie un dossier de demande d'exemption totale à l'accès des tiers et à la régulation tarifaire pour son projet de terminal, pour une période de 20 ans. Ce projet prévoit deux scénarios de dimensionnement, un à 10 Gm<sup>3</sup>/an et un à 13 Gm<sup>3</sup>/an. Dans les deux cas, Dunkerque LNG s'engage à ce que le groupe EDF ne détienne pas plus de 8 Gm<sup>3</sup> des capacités du terminal. La CRE a été saisie, pour avis, par le ministre chargé de l'énergie le 6 juillet 2009.

Elle a rendu son avis au ministre le 16 juillet 2009, qui a été joint au projet de décision du ministre, notifié à la Commission européenne. Cette dernière a eu jusqu'à fin janvier 2010 pour rendre sa décision. L'avis de la CRE est favorable à l'octroi de l'exemption, sous réserve que certaines conditions soient respectées par Dunkerque LNG.

#### **C. PROGRAMMES DE MAINTENANCE**

Les gestionnaires de réseaux informent les expéditeurs, les opérateurs de réseaux de distribution intéressés et les clients directement raccordés au réseau de transport au plus vite des indisponibilités du réseau et de leur traitement, que ce soit dans le cadre de périodes de maintenance programmées ou dans le cas d'incidents de natures diverses affectant les capacités en entrée, en liaison et en sortie.

En cas de travaux programmés ou de raccordement sur les réseaux ou d'entretien des installations existantes, sont communiqués :

- avant l'été, le planning des travaux N+1 qui peuvent avoir une incidence sur le niveau des capacités disponibles aux points d'entrée et réductions de capacité (niveau, durée) ;
- les dates des travaux ainsi qu'une estimation du niveau de réduction des capacités au moins 2 mois à l'avance ;
- cette estimation devient engageante à J-5.

Obligation est faite par ailleurs aux gestionnaires de réseaux de transport de tenir à disposition de la CRE toutes informations relatives aux politiques de maintenance et de renouvellement ainsi qu'un bilan de leur application.

#### **d. MESURES D'URGENCE**

L'arrêté du 27 octobre 2006 relatif aux mesures nationales d'urgence visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel en cas de crise, prévoit la mise en place d'un plan national d'urgence gaz dans les cas suivants :

- rupture ou insuffisance des approvisionnements en gaz ;
- impossibilité, transitoire ou durable, d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande sur le marché français ;
- dysfonctionnement local ou d'ampleur nationale des réseaux et des installations ou tout autre type de crise.

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.

Parmi les mesures d'urgence, le Gouvernement dispose d'un droit de réquisition des personnes, des biens et des services et d'un droit de contrôle de répartition des ressources en énergie et matières premières. Le Conseil des ministres, par décret, peut ainsi décider de certaines mesures d'exception prises pour faire face à une pénurie énergétique, y compris localisée. Les mesures en question peuvent s'appliquer en particulier à la production, l'importation, la circulation, le transport, la distribution, le stockage et le déstockage de gaz et consister en une mobilisation, un rationnement, une fixation des conditions techniques et financières de vente des produits. Si la crise est telle que la totalité des besoins en France ne peut plus être satisfaite, les clients sont alimentés selon un ordre de priorité.

Une cellule de crise est ainsi mise en œuvre par la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (rattachée au Ministère de l'Écologie, du Développement durable et de la Mer) et réunit les opérateurs gaziers et organismes concernés.

Elle fournit les éléments de synthèse nécessaires au ministre, assure la communication externe et la coordination avec les opérateurs, décide des mesures appropriées et vérifie leur mise en œuvre.

L'ensemble des opérateurs gaziers sont soumis à des obligations de service public visant à prévenir des situations de rupture d'approvisionnement et notamment :

- les fournisseurs doivent assurer une continuité de fourniture et à cet effet, sont tenus de présenter une diversification suffisante de leurs approvisionnements en gaz naturel ;
- tout transporteur, tout distributeur ou exploitant de GNL doit assurer à tout instant la sécurité et l'efficacité de son réseau ou de son installation ;
- les titulaires de concessions de stockage souterrain de gaz naturel assurent l'exploitation des stockages d'une manière compatible avec le fonctionnement sûr et efficace des réseaux de gaz naturel interconnectés.

Les fournisseurs ont obligation de service public 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 une tous les cinquante ans.

Face à la survenance d'une crise, les premières mesures sont prises par l'industrie du gaz dans le cadre réglementaire et dans le respect des contrats existants. Ces mesures peuvent être mises en œuvre hors mise en place de la cellule de crise. L'administration doit alors être informée en temps réel de l'évolution de la crise. Si ces mesures se révèlent insuffisantes, de nouvelles mesures sont prises par le ministère chargé de l'énergie.

#### **e. L'IMPACT DE LA CRISE RUSSO-UKRAINIENNE SUR L'APPROVISIONNEMENT EN FRANCE**

Le conflit gazier entre la Russie et l'Ukraine en janvier 2009 s'est inscrit, pour la France et le nord-ouest de l'Europe, dans un contexte d'augmentation significative de la consommation de gaz en raison d'une vague de froid de grande ampleur. La diminution brutale des livraisons de gaz russe a eu des répercussions sur les infrastructures gazières mais la souplesse du système gazier nord-européen a permis d'éviter toute interruption de fourniture pour les clients finals :

- en France, le recours massif aux groupements de stockage a permis de répondre à l'augmentation concomitante de la demande gazière, liée à une vague de froid. Par ailleurs, les investissements engagés pour la création de la grande zone nord ont permis de surmonter cette crise. Aucun client français n'a subi d'interruption.
- l'impact limité de la crise russo-ukrainienne sur les prix et les volumes de gaz échangés sur les places européennes et Powernext met en évidence la prépondérance des contrats d'approvisionnement face à des événements ponctuels.
- en Europe du nord, la bi-direction des flux de gaz sur l'Interconnector et en Belgique a permis de compenser l'arrêt des livraisons russes.

## 2.2 Les projets d'infrastructures

### A. LES PROJETS

Les flux gaziers en France se font actuellement principalement dans le sens Nord-Sud. Compte tenu du nombre important de points d'entrée, le Nord du territoire bénéficie d'un approvisionnement suffisant pour permettre la mise en concurrence de différentes sources de gaz.

En revanche, le Sud du territoire dispose de peu de points d'entrée, ce qui se traduit par une moindre concurrence. La réalisation d'une interconnexion avec l'Espagne et la mise en service du terminal méthanier de Fos Cavaou permettront d'améliorer à moyen terme cette situation et de développer les marchés gaziers régionaux.

Trois projets d'investissements dans des infrastructures de regazéification de GNL sont également à l'étude sur le territoire français.

La hausse des investissements de GRTgaz et TIGF pour l'année 2009 par rapport aux années précédentes s'inscrit dans une tendance de long terme illustrée par les plans d'investissement à 10 ans des transporteurs de gaz. Ces plans prévoient, sur cette période, environ 6,4 milliards d'euros d'investissements pour GRTgaz et 1,1 milliard d'euros pour TIGF. Les plans 2009-2018 de GRTgaz et TIGF se caractérisent principalement par une augmentation forte du nombre de grands projets et une plus grande incertitude sur la réalisation des investissements des 10 prochaines années. Le programme de GRTgaz est en hausse par rapport à l'année précédente (+1 milliards d'euros) principalement due à la hausse des investissements de sécurisation du réseau et de fluidification. Le programme de TIGF quant à lui baisse significativement (-0,7 milliards d'euros). Cette tendance est expliquée notamment par l'achèvement de la phase 1 de l'artère de Guyenne et l'abandon du raccordement du terminal méthanier du Verdon.

Les programmes pluriannuels d'investissements 2009-2018 des transporteurs intègrent des projets importants pour le développement des capacités aux points d'entrée (interconnexions et terminaux méthaniers) et pour la décongestion du réseau. Les principaux projets y figurant sont les suivants :

- pour GRTgaz, du renforcement de l'interconnexion de Taisnières H dans le sens Belgique vers France, des raccordements des projets de terminaux méthaniers dans la zone Nord (Antifer et Dunkerque), du développement des capacités de la liaison entre les zones Nord et Sud et de la création d'ouvrages nécessaires au développement des interconnexions franco-espagnoles ;
- pour TIGF, du développement de capacités entre la France et l'Espagne, dans les deux sens, à Larrau (2013) et à Perthuis (2015).

**TABLEAU N°32 : PRINCIPAUX PROJETS D'INFRASTRUCTURES GAZ (2009-2018)**

	<b>Projets décidés</b>	<b>Projets à l'étude</b>
<b>Points d'interconnexion</b>	Développement des capacités d'interconnexion avec l'Espagne (axe Ouest – open season 2013)	Développement des capacités d'interconnexion avec l'Espagne (axe Est et Biriadou – open season 2015)
	Renforcement de l'interconnexion de Taisnières H dans le sens Belgique vers France	-
<b>Terminaux méthaniers</b>	-	Création des terminaux méthaniers sur les sites de Dunkerque, d'Antifer et de Fos Fasteur
<b>Renforcement du réseau</b>	Suppression de la congestion à la liaison Nord-Sud	-

## **B. LES ENGAGEMENTS DE GDF SUEZ**

Le 8 juillet 2009, GDF SUEZ s'est engagé auprès de la Direction générale de la concurrence de l'Union européenne à limiter à 50% sa part des capacités de long terme (durée supérieure à 1 an) d'entrée sur les réseaux français de transport de gaz naturel, à partir de 2014 et pour une durée de 10 ans. Après un test de marché mené par la Commission européenne, ces engagements ont été approuvés et rendus juridiquement contraignants le 3 décembre 2009.

Proposés sur une base volontaire par GDF SUEZ, ils font suite à une procédure d'infraction initiée par la Direction générale de la concurrence pour suspicion de pratiques ayant pu empêcher ou restreindre la concurrence sur les marchés amont de fourniture de gaz naturel en France, notamment par la réservation à long terme des capacités de transport de gaz.

La CRE a été associée par la Commission européenne à la définition et à la mise en œuvre de ces engagements structurants pour l'accès au marché du gaz en France. GDF SUEZ est amené à restituer à GRTgaz et aux opérateurs de terminaux méthaniers, dès le 1er octobre 2010, une partie des capacités d'entrée à long terme qu'il détient aux principaux points d'interconnexion terrestres que sont Obergailbach et Taisnières H ainsi que sur les terminaux méthaniers de Montoir-de-Bretagne et Fos Cavaou. Ces restitutions, organisées début 2010, ont été accompagnées de la possibilité d'obtenir une capacité équivalente sur les réseaux de transport amont en Allemagne, en Belgique et sur le gazoduc Interconnector reliant le Royaume-Uni à la Belgique. Les capacités proposées au point d'entrée Obergailbach à hauteur de 80 GWh/j ont été souscrites à hauteur de 50 GWh/j sur une durée de 11 ans sur la route NCG / PEG Nord. Les capacités mises à disposition au point d'entrée Taisnières H, permettant un couplage entre les places de marché français, belge et britannique, ont été souscrites en totalité sur 10 ans. Sur les 4 Gm<sup>3</sup>/an proposés aux terminaux de Montoir et de Fos Cavaou, 1 Gm<sup>3</sup>/an a été souscrit à Montoir pour une durée de 10 ans et 1 Gm<sup>3</sup>/an à Cavaou pour une durée de 5 ans.

La limitation à 50% des capacités d'entrée à long terme détenues par GDF Suez constitue un élément déterminant pour l'ouverture des marchés et le développement de la concurrence en France au bénéfice des consommateurs finals.



## C. PROJETS DE TERMINAUX METHANIERS

La France compte trois projets de développement de terminaux méthaniers :

- Dunkerque, annoncé pour une capacité de 10 à 13 Gm<sup>3</sup>/an. Le maître d'ouvrage est Dunkerque LNG détenu à 100% par EDF. La décision finale d'investissement devrait intervenir au deuxième semestre 2010 pour une mise en service prévue en 2014. Le 16 juillet 2009, la CRE a rendu un avis favorable à l'octroi d'une exemption totale à l'accès des tiers et à la régulation tarifaire à la société Dunkerque LNG au ministre chargé de l'énergie.
- Antifer, annoncé pour une capacité de 9 Gm<sup>3</sup>/an avec une extension possible à 18 Gm<sup>3</sup>/an. Ce projet est porté par Gaz de Normandie, détenu à 73,29% par Poweo et à 26,71% par la CIM. La mise en service est prévue pour 2014.
- Fos Faster sous la maîtrise d'ouvrage de Shell. La capacité annoncée est de l'ordre de 8 Gm<sup>3</sup>/an et l'année de mise en service a été fixée à 2015.

## D. PROJETS SUR LES POINTS D'INTERCONNEXION

### • Les résultats de l'open season Fluxys / GRTgaz à Taisnières H

Taisnières est relié à deux gazoducs situés en Belgique et permet l'importation de gaz H en provenance de Norvège et des Pays-Bas. L'analyse des souscriptions et des flux en ce point met en évidence des difficultés d'accès pour les nouveaux entrants, alors que l'infrastructure n'est pas réservée à sa pleine capacité du côté français.

En conséquence, les transporteurs français et belge GRTgaz et Fluxys ont lancé le 26 avril 2007 une *open season* concernant les besoins additionnels de capacités de transport de gaz naturel pour le transit nord-sud en Belgique et le point d'interconnexion entre la Belgique et la France. Cette open season a été réalisée sous le contrôle des régulateurs des deux pays (Cf. encadré 6 « Etat d'avancement des travaux dans l'Initiative Régionale Nord-Ouest »).

### • Le développement des capacités futures : consultation de marché et Open Seasons pour les interconnexions France-Espagne 2013-2015

Deux phases de développement de nouvelles capacités entre la France et l'Espagne sont prévues aux horizons 2013 et 2015.

La première, organisée en juillet 2009, a porté sur le renforcement de l'axe ouest, par Larrau et la seconde, prévue pour le deuxième semestre 2010, porte notamment sur la création d'un nouveau point d'interconnexion au niveau de la Catalogne (« MidCat ») (Cf. encadré n°7 « Etat d'avancement des travaux dans l'Initiative Régionale Sud »).

## E. PROJETS DE RENFORCEMENT DU RESEAU DE TRANSPORT

### • Suppression des congestions entre les zones Nord et Sud de GRTgaz

La commercialisation des capacités à la liaison Nord-Sud fin 2007 a mis en évidence une forte congestion dans le sens Nord vers Sud.

GRTgaz prévoit deux étapes pour éliminer progressivement cette congestion dans son plan d'investissement à 10 ans :

- augmentation de 200 GWh/j des capacités d'acheminement entre la zone Nord de GRTgaz et la zone Sud de GRTgaz pour 2015 pour un coût de 1,9 milliard d'euros (certains investissements seront mutualisés avec d'autres projets) ;
- suppression de la liaison par fusion des zones Nord et Sud à l'horizon 2017 pour un coût supplémentaire de 1 milliard d'euros. (Cf. section 2 – Les congestions sur le réseau de transport).

\*  
\* \*

## VII . Questions relatives au service public

En application de l'article 3, paragraphe 9 de la directive électricité  
En application de l'article 3, paragraphe 6 de la directive gaz

### 1 Résumé des dispositions applicables

#### 1.1 pour la mise en œuvre d'un système d'étiquetage

L'article 5 du décret n° 2004-388 du 30 avril 2004 dispose que les fournisseurs sont tenus d'informer les consommateurs finals sur l'origine de l'électricité fournie. Cette information passe par la facture ou un document joint et les documents promotionnels qu'ils distribuent.

#### 1.2 pour l'application des critères visés à l'annexe A des directives

Les dispositions de l'annexe A des directives sont, pour l'essentiel, déjà transposées par les textes existants, et en premier lieu dans le Code de la consommation.

Néanmoins, afin de parfaire cette transposition, la loi du 7 décembre 2006 a introduit dans le Code de la consommation une nouvelle section consacrée à l'électricité et au gaz naturel.

L'article 42 définit ainsi les informations que les fournisseurs d'électricité ou de gaz naturel sont tenus de mettre à disposition des consommateurs aux stades précontractuels et contractuels.

L'article 43 étend l'application de certains articles du code de la consommation aux petits clients professionnels définis de la façon suivante : « *consommateurs finals non domestiques souscrivant une puissance électrique égale ou inférieure à 36 kilovoltampères* » ou « *consommant moins de 30 000 kilowattheures par an* », pour le gaz naturel.

Par ailleurs, l'article 7 institue un médiateur national de l'énergie, chargé de recommander des solutions aux litiges entre les consommateurs et les fournisseurs d'électricité ou de gaz naturel et de participer à l'information des consommateurs d'électricité ou de gaz naturel sur leurs droits.

Concernant le point relatif à la gratuité du changement de fournisseur pour les clients résidentiels, la loi du 7 décembre 2006 introduisant l'article L.121-89 dans le Code de la consommation précise 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.* »

### 1.3 pour le traitement 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.

#### A. ELECTRICITE

Le décret n° 2001-531 du 20 juin 2001 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 2005-971 du 10 août 2005 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés. Il a été abrogé par le décret n°2008-780 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. L'article L.115-3 du code de l'action sociale et des familles dispose que les fournisseurs d'électricité et de gaz ne peuvent procéder, du 1er novembre de chaque année au 15 mars de l'année suivante, à des coupures en cas d'impayés pour les personnes bénéficiant ou ayant bénéficié, dans les douze derniers mois, d'une décision favorable d'attribution d'une aide du fonds de solidarité pour le logement.

Le décret n° 2004-325 du 8 avril 2004 définit la « *tarification spéciale de l'électricité comme produit de première nécessité* » : les consommateurs à faibles revenus (inférieurs à un plafond fonction de la composition du foyer) peuvent disposer d'un abattement sur le tarif réglementé de vente de l'électricité, applicable au 100 premiers kWh consommé dans le mois.

Le nombre de clients éligibles pour ce tarif est de 2 millions. Environ 962 000 clients bénéficiaient de ce tarif au 31 décembre 2009.

Les coûts supportés par les fournisseurs au titre de ces dispositions sociales fait l'objet d'une compensation par la Contribution au service public de l'électricité (CSPE).

#### B. GAZ

L'article L.115-3 du code de l'action sociale et des familles dispose que les fournisseurs d'électricité et de gaz ne peuvent procéder, du 1er novembre de chaque année au 15 mars de l'année suivante, à des coupures en cas d'impayés pour les personnes bénéficiant ou ayant bénéficié, dans les douze derniers mois, d'une décision favorable d'attribution d'une aide du fonds de solidarité pour le logement.

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 n°2008-778 du 13 août 2008 relatif à la fourniture de gaz naturel au tarif spécial de solidarité 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
- La déduction est établie en fonction des usages qui sont fait du gaz et de nombre de personnes composant le foyer

Environ 298 500 clients bénéficiaient du TSS au 31 décembre 2009.

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 a été fixé par arrêté le 28 octobre 2009, sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie. Les modalités du mécanisme de compensation sont précisées dans le décret n°2008-779 du 13 août 2008.

#### **1.4 pour la fourniture de secours**

##### **A. FOURNITURE DE SECOURS EN ELECTRICITE**

L'article 22 (IV bis) de la loi n°2000-108 du 10 février 2000 prévoit la désignation d'un ou plusieurs fournisseurs de secours si le ministre chargé de l'énergie interdit à un fournisseur d'exercer l'activité d'achat pour revente. Un décret fixera les modalités d'application ainsi que les conditions selon lesquelles le fournisseur de secours se substitue au fournisseur défaillant dans ses relations contractuelles avec les utilisateurs et les gestionnaires de réseaux.

##### **B. FOURNITURE DE DERNIER RECOURS EN GAZ**

Les modalités de mise en application de la fourniture de dernier recours décrites dans l'arrêté du 19 mai 2008 s'appliquent à l'ensemble des clients non domestiques assurant des missions d'intérêt général (clients MIG) liées à la satisfaction des besoins essentiels de la nation (hôpitaux, services d'accueil des enfants de moins de 6 ans...).

L'arrêté décrit les modalités techniques permettant de basculer l'ensemble des clients MIG depuis le portefeuille du fournisseur défaillant vers un nouveau fournisseur (pouvant être un fournisseur de dernier recours ou non), à partir de la date de défaillance constatée par le ministre chargé de l'énergie.

La liste des fournisseurs de dernier recours a été publiée dans l'arrêté du 19 septembre 2008 sur la base des candidatures retenues lors de la procédure d'appel d'offres. Les fournisseurs de dernier recours sont désignés pour une période de 3 ans.

## **2 La réglementation des prix appliqués à 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.

**Pour un client résidentiel :**

<b>ELECTRICITE</b>		
J'utilise déjà l'électricité dans mon logement	Si mon contrat actuel est au tarif réglementé	1) Je peux conserver mon contrat actuel. 2) Je peux souscrire une <b>offre de marché</b> .
	Si mon contrat actuel est en offre de marché	1) Je peux conserver mon contrat actuel. 2) Je peux souscrire une autre <b>offre de marché</b> 3) <b>Principe de "réversibilité" :</b> Jusqu'au 30 juin 2010, je peux souscrire une <b>offre au tarif réglementé</b> auprès d'EDF (1), 6 mois minimum après avoir souscrit pour la première fois, dans ce logement, une offre de marché.
J'emménage dans un logement précédemment occupé ou neuf		1) Je peux souscrire une <b>offre de marché</b> . 2) Jusqu'au 30 juin 2010, je peux souscrire une <b>offre au tarif réglementé</b> auprès d'EDF (1).
<b>GAZ NATUREL</b>		
J'utilise déjà le gaz naturel dans mon logement	Si mon contrat actuel est au tarif réglementé	1) Je peux conserver mon contrat actuel. 2) Je peux souscrire une <b>offre de marché</b> .  > <b>Important :</b> Si je souscris une offre de marché, il ne m'est ensuite plus possible de souscrire, en mon nom, une offre au tarif réglementé pour ce logement.
	Si mon contrat actuel est en offre de marché	1) Je peux conserver mon contrat actuel. 2) Je peux souscrire une autre <b>offre de marché</b> .  > <b>A noter :</b> je ne peux plus souscrire, en mon nom, une offre au tarif réglementé pour ce logement.
J'emménage dans un logement précédemment occupé ou neuf		1) Je peux souscrire une <b>offre de marché</b> . 2) Jusqu'au 30 juin 2010, je peux souscrire une <b>offre au tarif réglementé</b> auprès de Gaz de France (2).

(1) EDF ou bien, dans quelques communes (qui concernent moins de 5 % des clients), un fournisseur local d'électricité comme, par exemple, Electricité de Strasbourg.

(2) Gaz de France ou bien, dans quelques communes (qui concernent moins de 5 % des clients), un fournisseur local de gaz naturel comme, par exemple, Gaz de Bordeaux.

## Pour un client professionnel :

<b>ELECTRICITE</b>		
J'utilise déjà l'électricité dans un local professionnel	Si mon contrat actuel est au tarif réglementé	1) Je peux conserver mon contrat actuel. 2) Je peux souscrire une <b>offre de marché</b> .
	Si mon contrat actuel est en offre de marché	1) Je peux conserver mon contrat actuel. 2) Je peux souscrire une autre <b>offre de marché</b> .
Je demande la mise en service de l'électricité dans un local professionnel <u>précédemment occupé</u>		1) Je peux souscrire une <b>offre de marché</b> . 2) Jusqu'au 30 juin 2010, et si je dispose d'une <b>puissance installée inférieure ou égale à 36 kVA</b> (kiloVoltAmpères), je peux souscrire une <b>offre au tarif réglementé</b> auprès d'EDF (1).
Je demande la mise en service de l'électricité dans un local professionnel <u>qui vient d'être raccordé au réseau d'électricité</u>		1) Je peux souscrire une <b>offre de marché</b> . 2) Jusqu'au 30 juin 2010, je peux souscrire une <b>offre au tarif réglementé</b> auprès d'EDF (1), quelle que soit la puissance installée dont je dispose.
<b>GAZ NATUREL</b>		
J'utilise déjà le gaz naturel dans un local professionnel	Si mon contrat actuel est au tarif réglementé	1) Je peux conserver mon contrat actuel. 2) Je peux souscrire une <b>offre de marché</b> .  > <b>Important</b> : Si je souscris une offre de marché, il ne sera plus possible par la suite de souscrire une offre au tarif réglementé pour ce local (ni pour moi-même ni pour les occupants suivants de ce local).
	Si mon contrat actuel est en offre de marché	1) Je peux conserver mon contrat actuel. 2) Je peux souscrire une autre <b>offre de marché</b> .
Je demande la mise en service du gaz naturel dans un local professionnel <u>précédemment occupé</u>		1) Je peux souscrire une <b>offre de marché</b> . 2) Je peux souscrire une <b>offre au tarif réglementé</b> auprès de Gaz de France (2) à <b>condition que le précédent occupant du local n'ait pas souscrit une offre de marché pour le gaz naturel</b> .

Je demande la mise en service du gaz naturel dans un local professionnel qui vient d'être raccordé au réseau de gaz naturel

Je dois souscrire une **offre de marché** avec le fournisseur de gaz naturel de mon choix.

(1) EDF ou bien, dans quelques communes (qui concernent moins de 5 % des clients), un fournisseur local d'électricité comme, par exemple, Electricité de Strasbourg.

(2) Gaz de France ou bien, dans quelques communes (qui concernent moins de 5 % des clients), un fournisseur local de gaz naturel comme, par exemple, Gaz de Bordeaux.

Les tarifs réglementés de vente (prix des offres réglementées) sont fixés par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie, après avis de la CRE. En application de la loi du 10 février 2000 en électricité et la loi du 3 janvier 2003 en gaz, les tarifs doivent couvrir les coûts des fournisseurs, c'est-à-dire les coûts d'acheminement et les coûts de fourniture (approvisionnement et commercialisation/gestion clientèle).

En application de la loi<sup>25</sup> du 7 décembre 2006, les clients ayant souscrit une offre de marché en électricité peuvent demander à leur fournisseur l'application du tarif réglementé transitoire d'ajustement de marché (TaRTAM).

Ce tarif s'applique de plein droit, à compter de la date à laquelle la demande est formulée, jusqu'au 30 juin 2010 au plus tard. Il est égal au tarif réglementé de vente hors taxes en vigueur au 15 août 2008 majoré de 23 % pour les tarifs verts, 20 % pour les tarifs jaunes et 10 % pour les tarifs bleus<sup>26</sup>. Contrairement aux tarifs réglementés de vente, le TaRTAM n'a pas évolué en 2009.

Comme le tarif réglementé de vente, le TaRTAM couvre la fourniture et l'accès au réseau.

Il n'y a pas de compensation perçue par les fournisseurs en contrepartie de l'obligation de fournir de l'énergie aux tarifs réglementés de vente de gaz et d'électricité. Par contre, les fournisseurs au TaRTAM sont compensés de l'écart entre leurs coûts de fourniture et la part fourniture du TaRTAM (égale au TaRTAM diminué du tarif d'utilisation des réseaux). La CRE est chargée d'évaluer cette compensation, sur la base des déclarations des fournisseurs. Elle est financée par les producteurs nucléaires et hydrauliques ayant une capacité de production supérieure à 2 000 MW, soit EDF et la Compagnie Nationale du Rhône (CNR).

Au 31 décembre 2009, environ 3 500 sites sont fournis au TaRTAM.

<sup>25</sup> Loi n°2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie

<sup>26</sup> Tarifs bleus : puissance souscrite  $P \leq 36$  kVA – tarifs jaunes :  $36$  kVA <  $P \leq 250$  kVA – tarifs verts :  $P > 250$  kVA



## 2.1 Electricité

Il existe une vingtaine de tarifs réglementés, en fonction de la puissance souscrite. Ils sont appliqués par EDF et les entreprises locales de distribution.

Après une baisse moyenne d'environ 24 % sur 10 ans en euros constants, les tarifs de vente réglementés d'électricité :

- ont augmenté de 3 % en moyenne le 1<sup>er</sup> juillet 2003 ;
- ont diminué de 1,2 €/MWh le 1<sup>er</sup> janvier 2004, montant équivalent à la hausse de la contribution au service public de l'électricité pour 2004 ;
- ont augmenté de 1,7% le 15 août 2006 ;
- ont augmenté de 1,1 % (pour les tarifs bleus) et 1,5% (pour les tarifs jaunes et verts) le 16 août 2007 ;
- ont augmenté de 2% pour les tarifs bleus, 6% pour les tarifs jaunes et 8% pour les tarifs verts le 15 août 2008 ;
- ont augmenté de 1,9 % pour les tarifs bleus, 4% pour les tarifs jaunes et 5% pour les tarifs verts le 15 août 2009.

Ils sont composés :

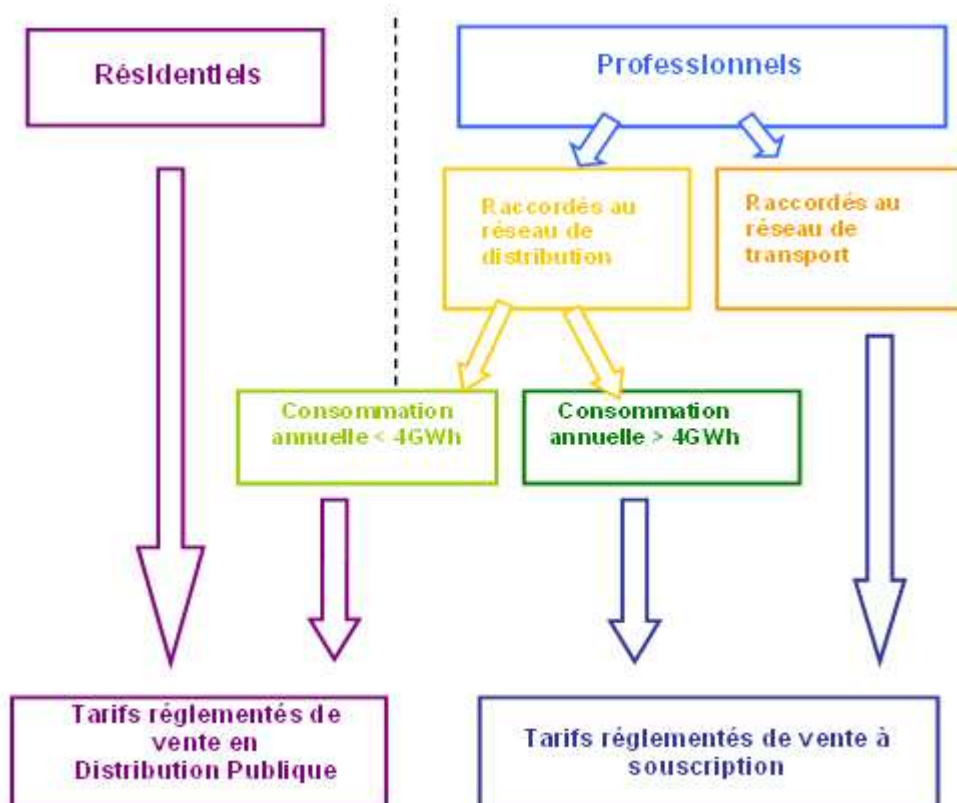
- d'une part réseau, égale au tarif d'utilisation des réseaux fixé par la décision du 5 juin 2009 (TURPE 3);
- d'une part fourniture, qui doit rémunérer les activités de production et de commercialisation d'électricité.

Dans son avis relatif à l'évolution tarifaire d'août 2009, la CRE note que la hausse tarifaire en niveau, « à nouveau plus importante sur les tarifs jaunes et verts que sur les tarifs bleus, permet pour la première fois de couvrir les coûts de fourniture sur chacune des catégories tarifaires bleu, jaune et vert, en tenant compte de la valeur historique des actifs pour la détermination des capitaux engagés et du taux de rémunération des capitaux d'EDF ». Sur la base de ces éléments, la CRE a émis un avis favorable au projet d'arrêté qui lui était soumis.

## 2.2 Gaz

Les tarifs réglementés de vente du gaz sont de deux types :

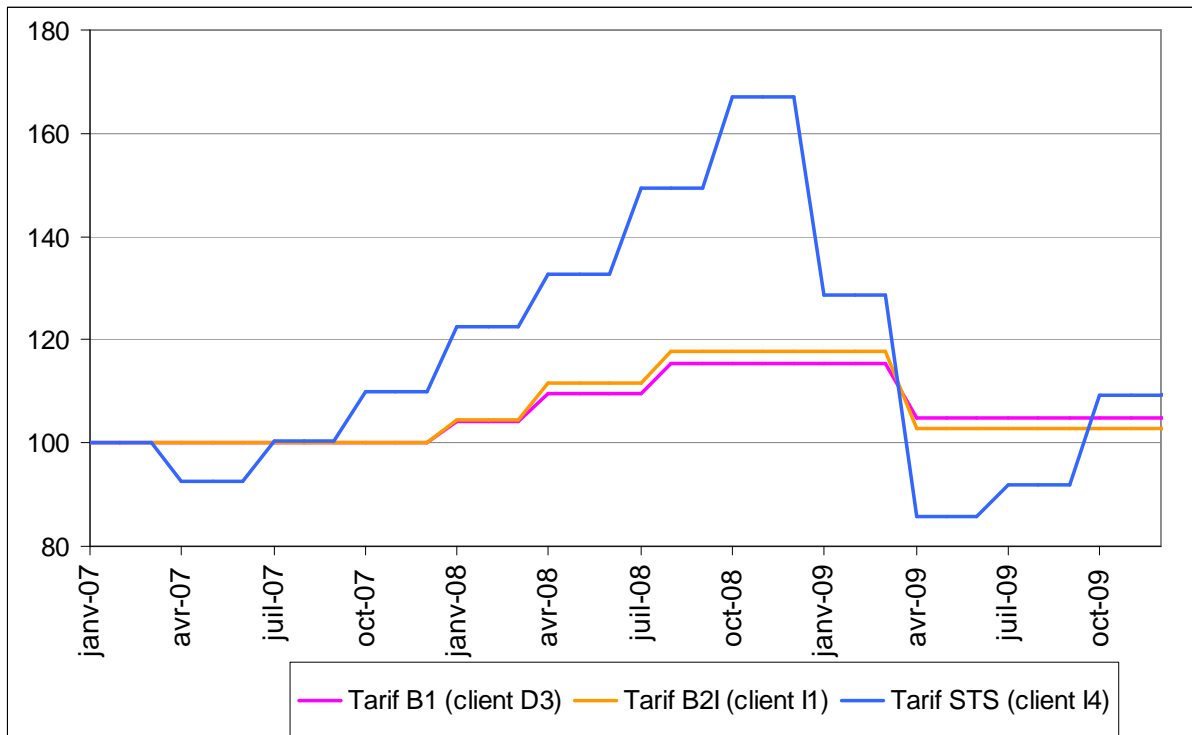
- les tarifs à souscription, pour les professionnels raccordés au réseau de transport du gaz et ceux raccordés au réseau de distribution consommant plus de 4 GWh par an ;
- les tarifs en distribution publique pour les professionnels raccordés au réseau de distribution consommant moins de 4 GWh par an et les résidentiels.



Conformément à la réglementation en vigueur, les tarifs réglementés de vente de gaz de TEGAZ et des ELD ont évolué tous les 3 mois en 2009, pour répercuter les variations des coûts d’approvisionnement (orientés à la baisse début 2009, puis repartis à la hausse à la fin de l’année). Toutes ces évolutions ont été soumises à l’avis de la CRE. Certains de ses avis ont été défavorables, principalement lorsque les tarifs ne couvraient pas les coûts ou lorsque les évolutions composantes du tarif, tel que le tarif d’utilisation des réseaux publics de distribution, n’avait pas été répercuté.

Un décret paru le 18 décembre 2009 fixe un nouveau cadre d’évolution tarifaire qui se met progressivement en place. Il prévoit que pour chaque fournisseur, un arrêté fixe les barèmes ainsi qu’une formule traduisant l’évolution des coûts d’approvisionnement. Après la publication d’un tel arrêté, le fournisseur a désormais la possibilité de saisir directement la CRE pour y répercuter la variation de ses coûts d’approvisionnement. Cela permettra des évolutions plus transparentes, à la fois pour les consommateurs toujours aux tarifs réglementés, et les fournisseurs alternatifs.

**FIGURE N° 18 : EVOLUTION TARIFAIRES DE GDF SUEZ (BASE 100 JANVIER 2007)**



Source : Données 2009, Analyses CRE

\*  
\* \*