



**Rapport transmis à la DG TREN  
Juillet 2007**

# SOMMAIRE

## **I . Présentation de la Commission de régulation de l'énergie ..... 1**

1	Organisation de la CRE et de ses services.....	1
1.1	La Commission .....	1
1.2	Les services de la CRE .....	3
2	Principales missions.....	5
3	Principaux pouvoirs .....	5
4	Garantie d'indépendance.....	6
5	Compétences partagées.....	7
5.1	avec les ministres chargés de l'économie et de l'énergie .....	7
5.2	avec le Conseil de la concurrence .....	7
5.3	avec l'Autorité des marchés financiers .....	7

## **II . La régulation du marché de l'électricité ..... 8**

1	Les échanges transfrontaliers d'énergie.....	8
1.1	Le développement des initiatives régionales de l'électricité.....	8
1.2	Le développement des réseaux de transport d'électricité et l'optimisation de l'utilisation des capacités d'interconnexion .....	10
2	La régulation de l'accès aux réseaux de transport et de distribution.....	19
2.1	Les tarifs d'accès aux réseaux .....	19
2.2	La qualité de service des réseaux d'électricité .....	22
2.3	L'ajustement .....	23
2.4	Les principes de dissociation comptable.....	29
2.5	Indépendance des gestionnaires de réseaux publics .....	31

## **III . Le fonctionnement du marché français de l'électricité ..... 34**

1	Le marché de gros .....	34
1.1	Production - consommation.....	34
1.2	Les marchés organisés.....	35
1.3	Le marché OTC .....	35
1.4	Intégration du marché français avec les marchés frontaliers .....	35
2	Le marché de détail.....	37
2.1	Les éligibles .....	37
2.2	Les parts de marché .....	38
2.3	Les fournisseurs historiques .....	39
2.4	Le changement de fournisseur .....	40
2.5	Les prix de détail.....	42
3	Mesures visant à éviter les abus de position dominante .....	44
3.1	Marché de gros .....	44
3.2	Marché de détail.....	45

## **IV . La régulation du marché du gaz naturel ..... 47**

1	Gestion et allocation de la capacité d'interconnexion .....	47
1.1	Mécanismes visant à faire face à la congestion.....	47
1.2	Les capacités restituables .....	48
1.3	Le « Use It Or Lose It » court terme.....	48
1.4	Les modalités de réservation des capacités .....	48
1.5	Obligations de transparence.....	49
1.6	Marché secondaire de capacité et capacités aux frontières.....	49
1.7	Swap comme instrument de gestion de la congestion aux points d'interconnexion.....	50
1.8	Contrat de transit de long-terme .....	50
1.9	Calcul de la capacité technique.....	50
2	La régulation des activités des sociétés de transport et de distribution.....	50
2.1	Nombre de gestionnaire de réseau .....	50
2.2	Les tarifs d'accès aux réseaux .....	52
2.3	L'équilibrage .....	55
2.4	Les principes de dissociation comptable .....	57
2.5	La dissociation de la fourniture.....	58
2.6	Indépendance des gestionnaires de réseaux publics .....	58
<b>V . Le fonctionnement du marché français du gaz.....</b>		<b>62</b>
1	Le marché de gros .....	62
1.1	Etat des lieux .....	62
1.2	Programme de <i>gas release</i> .....	63
2	Le marché de détail.....	65
2.1	Les éligibles .....	65
2.2	Les parts de marché .....	66
2.3	Les fournisseurs .....	67
2.4	Le changement de fournisseur .....	67
2.5	Les prix de détail.....	69
<b>VI . Sécurité de l'approvisionnement .....</b>		<b>71</b>
1	Electricité .....	71
1.1	La situation actuelle.....	71
1.2	Les projets d'infrastructures .....	75
2	Gaz .....	76
2.1	La situation actuelle.....	76
2.2	Les projets d'infrastructures .....	76
<b>VII . Questions relatives au service public.....</b>		<b>80</b>
1	Résumé des dispositions applicables .....	80
1.1	pour la mise en œuvre d'un système d'étiquetage .....	80
1.2	pour l'application des critères visés à l'annexe A de la directive .....	80
1.3	pour le traitement des clients vulnérables .....	81
2	La réglementation des prix appliqués à l'utilisateur final.....	81
2.1	Electricité.....	82
2.2	Gaz .....	83

## Liste des tableaux

<b>TABLEAU N°1 : TARIFS D'ACCES AUX RESEAUX</b>	<b>20</b>
<b>TABLEAU N°2 : LE PRIX DES ECARTS</b>	<b>28</b>
<b>TABLEAU N°3 : STRUCTURE DU MARCHÉ FRANÇAIS</b>	<b>34</b>
<b>TABLEAU N°4 : COEFFICIENTS DE CORRELATION ENTRE LES PRIX SPOT BASE FRANCE ET LES PRIX SPOT BASE DES PAYS LIMITROPHES</b>	<b>35</b>
<b>TABLEAU N°5 : COEFFICIENTS DE CORRELATION ENTRE LES PRIX SPOT BASE FRANCE ET LES PRIX SPOT BASE DES AUTRES PAYS EUROPEENS EN 2006</b>	<b>36</b>
<b>TABLEAU N°6 : REPARTITION DES ECHANGES PAR FRONTIERES</b>	<b>36</b>
<b>TABLEAU N°7 : PARTS DE MARCHÉ DES FOURNISSEURS ALTERNATIFS (EN NOMBRE DE SITES AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2007)</b>	<b>38</b>
<b>TABLEAU N°8 : FACTURE AUX TARIFS REGLEMENTES DE VENTE D'ELECTRICITE AU 1<sup>ER</sup> JUILLET 2007</b>	<b>43</b>
<b>TABLEAU N°9 : COUTS D'ACHEMINEMENT AU 1<sup>ER</sup> JUILLET 2006</b>	<b>54</b>
<b>TABLEAU N°10 : TABLEAU RECAPITULATIF DES INFORMATIONS DEMANDEES PAR LA DG TREN</b>	<b>61</b>
<b>TABLEAU N° 11 : IMPORTATIONS ET PRODUCTION DE GAZ PAR ZONES</b>	<b>62</b>
<b>TABLEAU N°12 : PARTS DE MARCHÉ DES FOURNISSEURS ALTERNATIFS (EN NOMBRE DE SITES, AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2007)</b>	<b>66</b>
<b>TABLEAU N°13 : FACTURE AUX TARIFS REGLEMENTES DE VENTE DE GAZ DE FRANCE AU 1<sup>ER</sup> JUILLET 2007 (€/MWH)</b>	<b>69</b>
<b>TABLEAU N°14 : LE MIX ENERGETIQUE DE LA FRANCE</b>	<b>72</b>
<b>TABLEAU N°15 : CAPACITES D'IMPORTATION PAR POINT D'ENTREE</b>	<b>76</b>

## Liste des illustrations

<b>FIGURE N° 1 : ÉVOLUTION ANNUELLE DES CHARGES LIEES A L'ÉQUILIBRAGE DU SYSTEME</b>	<b>25</b>
<b>FIGURE N° 2 : PART DES AJUSTEMENTS A LA HAUSSE ACTIVES SUR LE MECANISME D'AJUSTEMENT FRANÇAIS SELON LEUR PROVENANCE</b>	<b>26</b>
<b>FIGURE N° 3 : ÉVOLUTION DU PRIX DE REGLEMENT DES ECARTS NEGATIFS ET DU PRIX DU MARCHÉ POWERNEXT DEPUIS LA MISE EN PLACE DU MECANISME D'AJUSTEMENT</b>	<b>28</b>
<b>FIGURE N°4 : PROCEDURE DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR</b>	<b>41</b>
<b>FIGURE N°5 : RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL, TERMINAUX METHANIERS, STOCKAGES SOUTERRAINS ET ENTREPRISES LOCALES DE DISTRIBUTIONS</b>	<b>51</b>
<b>FIGURE N°6 : NOMBRE DE TRANSACTIONS ET QUANTITES ECHANGEES AUX PEG</b>	<b>63</b>
<b>FIGURE N° 7 : PROCEDURE DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR</b>	<b>68</b>
<b>FIGURE N° 8 : PROJETS DE CENTRALES DE PRODUCTION DE PLUS DE 100 MW ANNONCES EN FRANCE</b>	<b>73</b>
<b>FIGURE N° 9 : PROJET EUSKADOUR</b>	<b>77</b>
<b>FIGURE N° 10 : TARIFS REGLEMENTES DE VENTE DE GAZ NATUREL</b>	<b>84</b>

## Liste des encadrés

<b>ENCADRE N°1 : ÉTAT D'AVANCEMENT DES TRAVAUX DE LA REGION CENTRE-SUD (FRANCE – ITALIE – ALLEMAGNE – AUTRICHE – SLOVENIE – GRECE)</b>	<b>9</b>
<b>ENCADRE N°2 : ÉTAT D'AVANCEMENT DES TRAVAUX DE LA REGION CENTRE-OUEST (FRANCE – BELGIQUE – PAYS-BAS – ALLEMAGNE – LUXEMBOURG)</b>	<b>9</b>
<b>ENCADRE N°3 : ÉTAT D'AVANCEMENT DES TRAVAUX DE LA REGION GRANDE-BRETAGNE – FRANCE – IRLANDE</b>	<b>10</b>
<b>ENCADRE N°4 : LES IMPACTS DE LA DECISION DU 1ER DECEMBRE 2005</b>	<b>12</b>
<b>ENCADRE N°5 : LE COUPLAGE DES MARCHES ORGANISES</b>	<b>13</b>
<b>ENCADRE N°6 : SOUS-UTILISATION DES CAPACITES D'INTERCONNEXION RESTANT DISPONIBLES EN J-1 EN 2006</b>	<b>14</b>
<b>ENCADRE N°7 : STATUT DES INTERCONNEXIONS ELECTRIQUES ENTRE LA FRANCE ET LES AUTRES ÉTATS MEMBRES VIS-A-VIS DES ORIENTATIONS POUR LA GESTION DES CONGESTIONS</b>	<b>16</b>
<b>ENCADRE N°8 : SEGMENTATION DE LA CLIENTELE ELIGIBLE</b>	<b>38</b>
<b>ENCADRE N°9 : SEGMENTATION DE LA CLIENTELE ELIGIBLE AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2007</b>	<b>66</b>

## Message du Président



L'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz vient de franchir sa dernière étape formelle: depuis le 1er juillet 2007, l'ensemble des consommateurs de la plupart des États membres de l'Union européenne ont la possibilité de choisir leur fournisseur de gaz ou d'électricité.

L'objectif poursuivi par l'Union européenne, en introduisant la concurrence dans les secteurs de l'électricité et du gaz, est de se doter d'un marché intérieur de l'énergie qui concilie compétitivité, sécurité d'approvisionnement et développement durable.

La France a désormais achevé la transposition législative des directives prévoyant l'ouverture complète des marchés de l'électricité et du gaz: la loi du 7 décembre 2006 a généralisé l'éligibilité à tous les consommateurs au 1er juillet 2007, a prévu les nécessaires adaptations techniques et organisationnelles des opérateurs et a conforté le rôle de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) par l'extension de ses compétences.

Ainsi renforcée, la CRE œuvre à la réussite de l'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz aux consommateurs résidentiels. Sa priorité est de veiller à ce que le fonctionnement des marchés permette aux consommateurs d'exercer leur liberté de choix en toute connaissance de cause et sans entrave. Cette condition est un préalable indispensable au développement progressif d'offres commerciales variées, innovantes et mieux adaptées aux besoins de chacun. Pour cela, la CRE a mis en place à l'intention des consommateurs résidentiels, en liaison avec le médiateur national de l'énergie et les pouvoirs publics, un site dédié à l'ouverture des marchés ([www.energie-info.fr](http://www.energie-info.fr)) ainsi qu'un numéro Azur.

L'ouverture complète des marchés suppose le respect de plusieurs exigences par les opérateurs. La CRE est attentive au déploiement, par les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD), de systèmes d'informations robustes et automatisés permettant les changements de fournisseurs. Elle contrôle la mise en œuvre effective de la filialisation des GRD pour lesquels elle aura les mêmes exigences, en termes d'indépendance, que celles dont elle a fait preuve à l'égard des gestionnaires de réseaux de transport.

La CRE travaille, en collaboration avec les parties intéressées, à l'élaboration des modalités d'évolution du parc de compteurs d'électricité basse tension. Dans le contexte de marchés ouverts, les compteurs devront permettre un traitement des informations qui répond aux besoins des consommateurs et aux objectifs d'efficacité énergétique.

L'expérience acquise de l'ouverture des marchés aux professionnels depuis 2000 montre qu'il ne faut pas s'attendre à un basculement massif vers le marché libre, mais plutôt à un mouvement progressif. L'enjeu technique de l'ouverture des marchés aux consommateurs résidentiels est néanmoins de taille: le nombre de consommateurs qui peuvent choisir leur fournisseur est passé, le 1er juillet 2007, de 4,7 millions à 33,5 millions pour l'électricité et de 680 000 à 12 millions pour le gaz.

La forte concentration des marchés français reste préoccupante, avec des fournisseurs historiques largement dominants. Cette situation ne profite ni aux opérateurs, ni aux consommateurs.

La coexistence de tarifs réglementés, offerts indistinctement à l'ensemble des consommateurs, et de prix de marché ne permet pas de tracer de perspectives claires sur le développement concurrentiel des marchés. Cela est d'autant plus vrai que les tarifs réglementés sont soumis à une insécurité juridique car la Commission européenne a engagé une procédure contentieuse à l'égard de la France.

En supprimant une part significative de la liquidité existante, le tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM) pour le secteur électrique, dégrade le fonctionnement du marché de gros français. Aussi, malgré son niveau élevé de consommation, la France n'a pas la possibilité de fixer un prix de référence de l'électricité en Europe, contrairement à notre voisin allemand.

Les prix de l'électricité sont soumis à de nombreuses incertitudes économiques et réglementaires. La volatilité des prix, et leur hausse constatée depuis 2003, suscitent de nombreuses interrogations légitimes. Il convient, toutefois, d'éviter toute conclusion hâtive. Ce n'est pas l'ouverture du marché qui est à l'origine de la hausse des prix, mais la recherche toujours plus difficile d'un équilibre entre une offre limitée en pointe et en semi-base, pénalisée par les coûts des exigences environnementales et des produits pétroliers, et une demande en croissance.

La situation du marché français du gaz est différente. La convergence des coûts d'approvisionnement et des tarifs réglementés ouvre des perspectives intéressantes pour les opérateurs alternatifs. Sur le marché des professionnels, les consommateurs de gaz sont, en proportion, plus nombreux à avoir quitté leur fournisseur historique que les consommateurs d'électricité.

La Commission européenne considère que des mécanismes de formation des prix plus efficaces et plus transparents sont nécessaires afin de faire profiter les consommateurs de tous les avantages de l'ouverture des marchés. C'est aussi le moyen de disposer de signaux de prix qui reflètent les besoins d'investissements à moyen et long termes en infrastructures de production et de réseaux. La CRE travaille à la mise en œuvre rapide de la surveillance des marchés de gros, mission que la loi du 7 décembre 2006 lui a confiée.

Les réseaux de transport et de distribution de gaz et d'électricité constituent l'épine dorsale des marchés de l'énergie. Leur bon fonctionnement conditionne la sécurité d'approvisionnement et l'exercice de la concurrence.

Dans les orientations qu'elle a données le 10 janvier 2007, la Commission européenne a souligné la nécessité de rendre plus effective l'indépendance des gestionnaires de réseaux, en mettant l'accent sur la séparation patrimoniale. Se fondant sur le retour d'expérience français, la CRE estime qu'un renforcement du contrôle, par les régulateurs, des gestionnaires de réseaux quels qu'en soient les actionnaires, pourrait répondre aux objectifs de la Commission européenne.

La panne européenne d'électricité du 4 novembre 2006 a rappelé l'importance du bon fonctionnement des réseaux de transport et des interconnexions transfrontalières en matière de sécurité d'approvisionnement. L'ampleur de cette panne résulte d'une mauvaise application des règles de sécurité et d'une insuffisante coopération entre les gestionnaires de réseaux européens. Pour y remédier, les régulateurs européens préconisent l'établissement de règles juridiquement contraignantes pour les gestionnaires de réseaux de transport (GRT), sous leur contrôle.

La CRE accorde une attention toute particulière au niveau d'investissement consacré par RTE aux interconnexions électriques, condition essentielle de la réalisation d'un marché intérieur européen de l'électricité. Tout en prenant en compte les difficultés inhérentes aux contraintes administratives et aux exigences environnementales des populations, la CRE souligne l'insuffisance de ces investissements.

La France importe 98% de sa consommation de gaz. Le développement des interconnexions et la création de nouveaux points d'entrée du gaz sur le territoire sont indispensables pour faciliter l'arrivée de nouveaux entrants sur le marché français. La CRE est attentive à l'adéquation entre l'augmentation de la consommation nationale et le dimensionnement du réseau national. Ses propositions tarifaires en tiendront compte.

Pour que la régulation garantisse un développement des réseaux qui réponde aux besoins d'un fonctionnement effectivement concurrentiel des marchés de l'électricité et du gaz, la CRE va proposer une évolution de la structure des prochains tarifs d'utilisation des réseaux. Grâce à une connaissance plus précise des coûts des opérateurs et à l'expérience acquise avec la mise en œuvre des différents tarifs proposés depuis sa création, la CRE a engagé une réflexion sur la mise en place d'une régulation plus incitative. Dans un tel cadre, les opérateurs seront naturellement incités à atteindre et à dépasser des objectifs de performance prédéterminés, et à révéler ainsi leurs niveaux de coût efficient.

Les évolutions des marchés français de l'électricité et du gaz résultent principalement des orientations, des directives et des règlements européens. C'est pourquoi la CRE s'implique activement dans les travaux menés par la direction générale Transport et Énergie de la Commission européenne ainsi que dans ceux conduits par l'association des régulateurs européens. L'approche, par grands marchés régionaux européens (initiatives régionales de l'électricité et du gaz), de l'ouverture à la concurrence et l'harmonisation des marchés de l'électricité et du gaz constituent l'un des dossiers prioritaires de la CRE.



## **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 TREN.

La Commission de régulation de l'énergie attire l'attention de la DG TREN 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.

## **Avant-propos**

Ce rapport se veut une mise à jour du rapport à la DG TREN publié l'année dernière. Sa structure a, donc, été conservée en l'état. Néanmoins, pour en permettre une lecture plus rapide, les paragraphes mis à jour ont été surlignés en jaune.

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

## 1 Organisation de la CRE<sup>1</sup> et de ses services<sup>2</sup>

### 1.1 La Commission



Eric DYEVRE    Jacques-André TROESCH    Emmanuel RODRIGUEZ    Bruno LECHEVIN    Jean-Paul AGHETTI  
Michel LAPEYRE    **Philippe de LADOUCETTE**    Maurice MEDA    Pascal LOROT

La composition de la CRE a été modifiée par la loi du 7 décembre 2006. La CRE est désormais composée d'un Collège de 9 membres, dont un président et deux vice-présidents, d'un Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS), et de services dirigés par un directeur général, sous l'autorité du président.

Les membres du Collège et du Comité sont nommés pour une durée de six ans en raison de leurs qualifications dans les domaines juridique, économique et technique. Ils ne sont pas révocables et leur mandat n'est pas renouvelable.

<sup>1</sup> Article 28 de la loi du 10 février 2000 modifiée

<sup>2</sup> Article 30 de la loi du 10 février 2000 modifiée

## A. LA COMPOSITION DU COLLEGE DE LA COMMISSION

Le Collège est composé:

- du président, nommé par décret, après avis des commissions du Parlement compétentes en matière d'énergie ;
- de deux vice-présidents, nommés respectivement par le président de l'Assemblée nationale et le président du Sénat;
- de deux membres nommés respectivement par le président de l'Assemblée nationale et le président du Sénat ;
- d'un membre nommé par le président du Conseil économique et social ;
- d'un membre nommé par décret ;
- de deux représentants des consommateurs d'électricité et de gaz naturel, nommés par décret.

## B. LE COMITE DE REGLEMENT DES DIFFERENDS ET DES SANCTIONS (CoRDIS)

Un Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS) a été créé par la loi du 7 décembre 2006. Distinct du Collège des commissaires, il exerce les compétences de la CRE en matière de règlement de différends et de sanctions (articles 38 et 40 de la loi du 10 février 2000). Il est composé de deux conseillers d'État désignés par le vice-président du Conseil d'État et de deux conseillers à la Cour de cassation désignés par le premier président de la Cour de cassation, tous quatre nommés pour 6 ans. Le président de ce Comité est nommé par décret parmi ses membres.

Le président et les deux-vice présidents du Collège exercent leurs fonctions à plein temps. Les autres membres du Collège et les membres du Comité sont rémunérés à la vacation dans des conditions fixées par décret en Conseil d'Etat

Les fonctions de président et de vice-président sont incompatibles avec toute activité professionnelle, tout mandat électif communal et départemental, régional, national ou européen, tout emploi public et toute détention, directe ou indirecte, d'intérêts dans une entreprise du secteur de l'énergie. Ils ne peuvent être membres du Conseil économique et social.

Les fonctions des autres membres du Collège et du Comité sont incompatibles avec toute activité professionnelle, tout mandat électif communal et départemental, régional, national ou européen.

Les fonctions de membres du Collège sont incompatibles avec celles de membre du Comité de règlement des différends et des sanctions

Les membres du Collège ou du Comité ne prennent, à titre personnel, aucune position publique sur des sujets relevant de la compétence de la CRE.

Tout membre de la Commission exerçant une activité ou détenant un mandat, un emploi ou des intérêts incompatibles avec sa fonction est déclaré démissionnaire d'office, après consultation de la Commission, par arrêté du ministre chargé de l'énergie.

Il peut également être mis fin aux fonctions d'un membre du Collège en cas de manquement grave à ses obligations par décret en conseil des ministres sur proposition du président d'une commission du Parlement compétente en matière d'énergie ou sur proposition du Collège.

## 1.2 Les services de la CRE

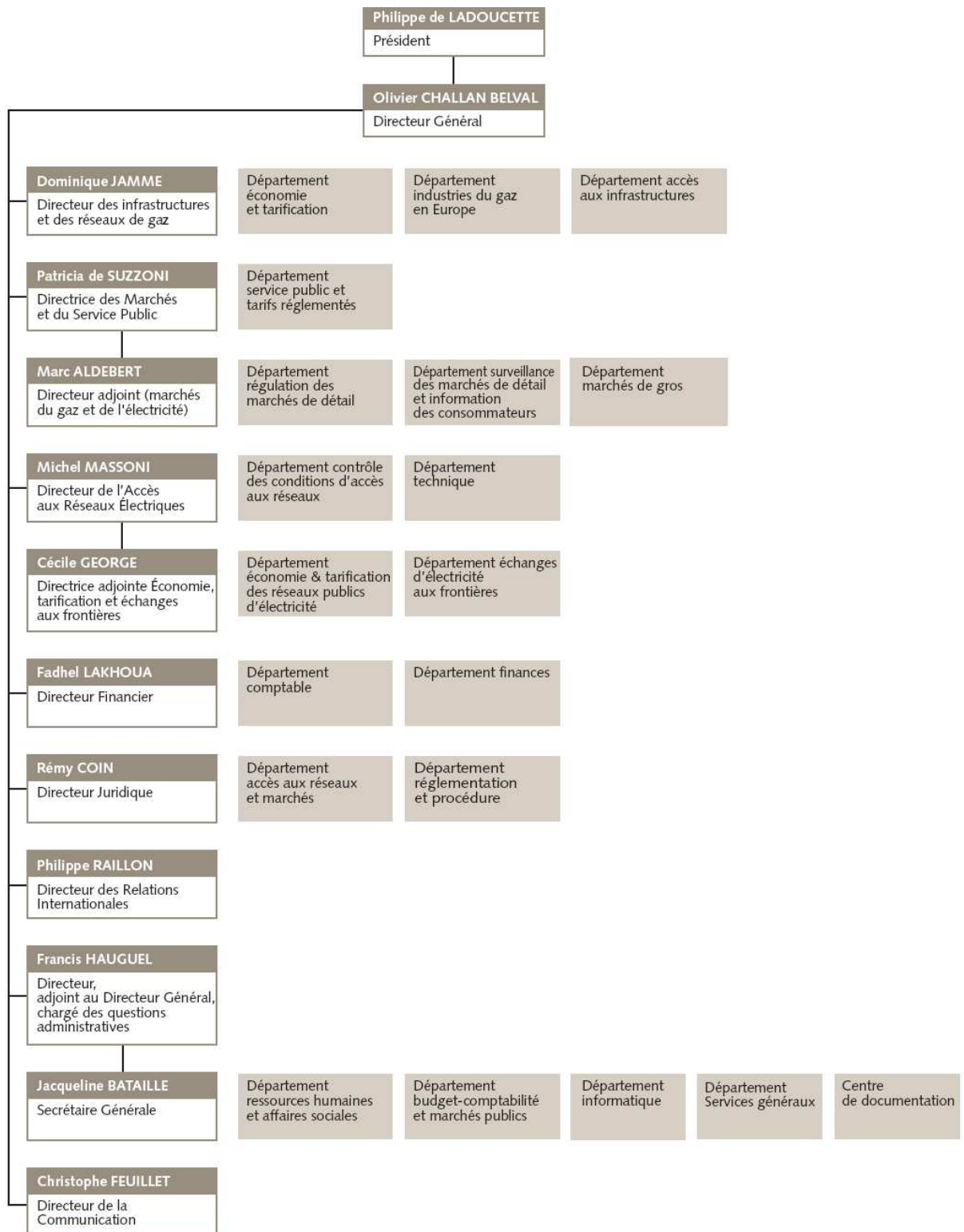
La Commission de régulation de l'énergie dispose de services qui sont placés sous l'autorité du président. La CRE établit un règlement intérieur<sup>3</sup>, qui est publié au *Journal officiel* de la République française. La CRE peut employer des fonctionnaires en position d'activité ou de détachement dans les mêmes conditions que le ministère chargé de l'énergie ou recruter des agents contractuels.

Les services de la CRE sont organisés par direction, dont l'organisation a été légèrement modifiée depuis juillet 2005 :

- Directions opérationnelles (marchés et service public, accès aux réseaux électriques, infrastructures et réseaux de gaz) ;
- Directions fonctionnelles (finances, juridique, international) ;
- Services supports (secrétariat général, communication).

---

<sup>3</sup> Article 30 de la loi du 10 février 2000.



## **2 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 5 de la loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006).

## **3 Principaux pouvoirs**

Les lois du 10 février 2000, du 3 janvier 2003, du 9 août 2004 et du 7 décembre 2006 ont octroyé, à la CRE, 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 et de gaz (article 12-II de la loi du 7 décembre 2006)
- régler les différends<sup>4</sup> entre les utilisateurs et gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, entre les opérateurs et les utilisateurs des ouvrages de transport et de distribution de gaz naturel, entre les exploitants et les utilisateurs des installations de GNL et de stockage de gaz naturel : cette procédure est limitée aux clients éligibles ;
- préciser les conditions d'ordre technique et financier d'un règlement de différend ;
- ordonner des mesures conservatoires nécessaires afin, notamment, d'assurer la continuité du fonctionnement des réseaux ;
- prendre des sanctions en cas de violation des règles législatives, réglementaires ou édictées par la CRE, relative notamment, à l'accès ou à l'utilisation des réseaux publics

---

<sup>4</sup> Article 38 de la loi du 10 février 2000.

d'électricité, des ouvrages de transport et de distribution de gaz naturel ou des installations de GNL, aux principes de dissociation comptable, aux règles de mise à disposition de la comptabilité ainsi qu'en cas de non-respect des décisions de règlements de différends ;

- 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 ;
- 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 ;
- évaluer le montant des charges imputables aux missions de service public de l'électricité.

#### **4 Garantie d'indépendance**

L'indépendance des membres de la CRE est assurée par le statut et le mode de nomination de ses membres.

Son budget est arrêté par le Collège sur proposition du directeur général. Elle n'est pas soumise au contrôle de ses dépenses à l'exception du contrôle, effectué a posteriori, de la Cour des comptes. La CRE perçoit, le cas échéant, des rémunérations pour services rendus.

Le président de la Commission de régulation de l'énergie rend compte des activités de la CRE devant les commissions permanentes du Parlement compétentes en matière d'énergie, à leur demande.

Pour l'accomplissement des missions qui sont confiées à la Commission de régulation de l'énergie, le président de la Commission a qualité pour agir en justice.

## **5 Compétences partagées**

Les directives 2003/54/CE et 2003/55/CE déterminent les compétences minimales que doivent détenir les autorités de régulation nationales dans les secteurs de l'électricité et du gaz. Toutefois, elles n'interviennent, pas dans l'organisation administrative des États membres. Ces compétences peuvent donc être octroyées à une ou plusieurs autorités distinctes. En France, la CRE dispose ainsi de fonctions partagées avec trois autres instances.

### **5.1 avec les ministres chargés de l'économie et de l'énergie**

La Commission de régulation de l'énergie partage certaines de ses compétences avec les ministres de l'économie et de l'énergie.

Ainsi, par exemple, pour la fixation des tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité et de gaz, l'article 4 de la loi du 10 février 2000 modifiée prévoit que « *les propositions motivées de tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution ainsi que les propositions motivées de tarifs des prestations annexes réalisées sous le monopole des gestionnaires de ces réseaux sont transmises par la Commission de régulation de l'énergie aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie. La décision ministérielle est réputée acquise, sauf opposition de l'un des ministres dans un délai de deux mois suivant la réception des propositions de la commission. Les tarifs sont publiés au Journal officiel par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie* ».

### **5.2 avec le Conseil de la concurrence**

L'article 39 de la loi du 10 février 2000 prévoit des mécanismes de coopération entre la CRE et le Conseil de la concurrence : « *Le président de la Commission de régulation de l'énergie saisit le Conseil de la concurrence des abus de position dominante et des pratiques entravant le libre exercice de la concurrence dont il a connaissance dans les secteurs de l'électricité ou du gaz naturel, notamment lorsqu'il estime que ces pratiques sont prohibées par les articles L. 420-1 et L. 420-2 du code de commerce* ». Cette saisine peut être introduite dans le cadre d'une procédure d'urgence, conformément à l'article L. 464-1 du code de commerce. Il peut également le saisir, pour avis, de toute autre question relevant de sa compétence.

Le Conseil de la concurrence communique à la CRE toute saisine entrant dans le champ des compétences de celle-ci. Il peut également saisir la CRE, pour avis, de toute question relative aux secteurs de l'électricité ou du gaz naturel.

Toutefois, dans l'exercice de ses compétences pour garantir l'accès des tiers aux réseaux, la CRE peut mettre fin à des pratiques anticoncurrentielles lorsqu'elles sont fondées sur un refus d'accès aux réseaux.

### **5.3 avec l'Autorité des marchés financiers**

La CRE surveille les transactions effectuées sur les marchés de gros organisés ou non de l'électricité et du gaz ainsi que les échanges aux frontières. Pownext, marché organisé des échanges d'électricité, est donc soumis à la surveillance conjointe de la Commission de régulation de l'énergie et de l'Autorité des marchés financiers.

\*

\* \*



## 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*

Conformément à la directive 2003/54/CE, tous les clients professionnels sont éligibles en France depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2004, ce qui représente 68 % du marché de l'électricité, soit 295 TWh. L'étape suivante, qui verra l'ouverture complète des marchés de l'électricité et du gaz à tous les consommateurs, a été fixée par la directive au 1<sup>er</sup> juillet 2007. En France, le marché ouvert de l'électricité comptera alors 33,5 millions de consommateurs. Il s'agira du deuxième marché en Europe. Dans le prolongement de ce qui a été fait pour l'ouverture des marchés aux professionnels le 1<sup>er</sup> juillet 2004, la CRE a préparé cette échéance et a engagé une réflexion sur les procédures, les systèmes d'information, les modalités d'information et de protection des consommateurs et toute autre mesure à mettre en place, en concertation avec l'ensemble des acteurs concernés.

### **1 Les échanges transfrontaliers d'énergie**

Faciliter le développement des échanges transfrontaliers est une condition nécessaire à la création d'un marché européen intégré et concurrentiel de l'électricité, susceptible d'apporter des bénéfices tangibles aux consommateurs finals. Pour y parvenir, deux types de mesures, complémentaires, doivent être mises en œuvre :

- le développement des réseaux de transport d'électricité contribuant à l'augmentation des capacités d'interconnexion ;
- l'optimisation de l'utilisation des capacités d'interconnexion existantes.

#### **1.1 Le développement des initiatives régionales de l'électricité**

L'objectif est d'inciter les gestionnaires de réseaux à mieux coordonner leurs procédures de calcul de réseau, via un échange continu d'informations et une harmonisation des critères de sécurité, afin de rapprocher la gestion des congestions de la réalité des flux physiques sur le réseau. La mise en œuvre de ces trois grands chantiers nécessite une forte collaboration entre autorités de régulation. Le lancement, par l'ERGEG, des initiatives régionales de l'électricité constituent, à cet égard, une excellente opportunité d'avancer sur tous ces dossiers.

Comme le montrent les encadrés 1, 2 et 3, les initiatives régionales, auxquelles la CRE a participé au cours de l'année 2007, n'avancent pas au même rythme sur tous ces sujets. Cela s'explique souvent par des différences d'organisation de marché, soit entre régions, soit au sein même d'une région. Comme le souligne la Commission européenne, dans sa communication du 10 janvier 2007 sur les « Perspectives du marché intérieur du gaz et de l'électricité », ces différences dans l'organisation de marché peuvent constituer des obstacles importants au développement des échanges. La CRE, qui participe à quatre des sept initiatives régionales, veille à la cohérence d'ensemble entre les régions concernées. Les travaux inscrits au programme de travail de l'ERGEG, à travers le groupe de travail Electricity Regional Initiatives, co-dirigé par la CRE, et le groupe de travail, Electricity Market Design,

visent également à assurer une cohérence d'ensemble des initiatives régionales et à définir une organisation de marché vers laquelle devront tendre les marchés nationaux.

**Encadré n°1 : État d'avancement des travaux de la Région Centre-Sud (France – Italie – Allemagne – Autriche – Slovénie – Grèce)**

Les travaux menés dans le cadre de cette initiative régionale ont permis d'obtenir des avancées importantes en matière de coordination et d'harmonisation des méthodes d'allocation de la capacité. Depuis le 1er janvier 2007, un mécanisme coordonné par enchères explicites gère la congestion sur les interconnexions France-Italie, Autriche- Italie et Grèce-Italie. La mise en place de ce mécanisme d'allocation coordonné marque la première étape d'un plan d'action régional qui mettra l'accent sur :

- l'extension et l'harmonisation des mécanismes existants sur l'ensemble de la région ;
- l'évolution vers une méthode d'allocation implicite sur l'ensemble de la région ;
- la mise en place d'échanges infra-journaliers.

**Encadré n°2 : État d'avancement des travaux de la Région Centre-Ouest (France – Belgique – Pays-Bas – Allemagne – Luxembourg)**

En application des feuilles de route adoptées en 2005, et après consultation des acteurs de marché et des gestionnaires de réseaux, les régulateurs de la région Centre-Ouest ont publié, le 12 février 2007, un plan d'action ambitieux pour l'intégration des marchés électriques de cette région. Le plan d'action identifie les propriétés pour la région, propose des actions concrètes, ainsi qu'un calendrier de mise en œuvre, pour chacune des priorités.

En ce qui concerne le développement des réseaux de transport électriques, les priorités sont :

- l'élaboration, d'ici novembre 2007, d'un schéma incitatif régional visant, à la fois, à augmenter le volume de capacités d'interconnexion, mais aussi leur utilisation ;
- l'élaboration, d'ici la fin 2007, d'un plan régional d'investissements dans le réseau de transport électrique.

En ce qui concerne l'optimisation de l'utilisation des capacités d'interconnexion existantes, les priorités sont :

- la publication, le 1er décembre 2007, par les régulateurs, d'un document de synthèse permettant d'évaluer les avancées en matière de transparence ; l'harmonisation, pour le 1er janvier 2008, des règles d'enchères explicites pour les produits périodiques sur l'ensemble de la région ;
- l'extension, dans le courant de l'année 2008, de la solution de couplage des marchés organisés en J-1 à l'Allemagne et aux autres régions ;
- la mise en place, dans le courant de l'année 2008, d'une plate-forme de capacité permettant de réaliser des échanges infra-journaliers en continu sur l'ensemble de la région ;
- la mise en place, en 2009, d'échanges d'ajustement sur l'ensemble de la région ;
- la publication, par les gestionnaires de réseaux de la région, d'un rapport détaillé sur l'état de conformité des méthodes de calcul de capacités avec les orientations pour la gestion des congestions.

### **Encadré n°3 : État d'avancement des travaux de la Région Grande-Bretagne – France – Irlande**

L'entrée en vigueur, en décembre 2006, des « Orientations pour la gestion des congestions » a permis l'émergence d'un consensus, sur les améliorations à apporter aux règles d'allocation sur l'interconnexion France-Angleterre (IFA). Deux types d'améliorations ont été identifiés :

- celles, obligatoires, résultant de la mise en conformité des règles en vigueur sur cette interconnexion avec les orientations précitées :
  - mise en place d'une heure limite de nomination ferme, à la fois pour les produits périodiques et les produits journaliers, afin de permettre aux gestionnaires de réseaux de réallouer les capacités non utilisées (via la règle dite du « use-it-or-lose-it » (UIOLI) ou du « use-it-or-sell-it » (UIOSI)) et de réaliser le « netting » des programmes nominés,
  - mise en place d'un mécanisme d'allocation infra-journalier,
  - suppression du prix de réserve,
  - optimisation du degré de fermeté des capacités allouées et des programmes nominés.
- celles, résultant du besoin d'harmonisation des règles d'allocation sur IFA avec les règles en vigueur sur les autres interconnexions de la plaque d'Europe continentale :
  - introduction des produits horaires sur IFA,
  - remplacement de la règle « pay as bid » actuelle de facturation de la capacité sur IFA par une règle de facturation au prix marginal,
  - clarification et simplification de la règle d'indemnisation en cas de réduction des capacités.

Un calendrier de mise en œuvre, par les gestionnaires de réseaux, a été défini entre toutes les parties prenantes, avec en priorité la mise en conformité des règles d'allocation sur IFA avec les orientations précitées.

Par ailleurs, un groupe de travail spécifique a été créé afin de développer les échanges d'ajustement au sein de la région dans le cadre d'un modèle GRT-GRT.

## **1.2 Le développement des réseaux de transport d'électricité et l'optimisation de l'utilisation des capacités d'interconnexion**

### **A. VERS UN CADRE REGLEMENTAIRE COMMUN**

Les capacités d'interconnexion des réseaux de transport d'électricité ont été à l'origine développées pour assurer le secours mutuel des entreprises électriques verticalement intégrés souvent en situation de monopole et permettre l'exécution de contrats de long terme. Elles ne sont pas toujours adaptées à l'augmentation des échanges transfrontaliers d'énergie électrique que requièrent le passage au marché unique et la liberté de choix d'un fournisseur installé dans n'importe quel État membre. Eu égard aux difficultés rencontrées par les gestionnaires de réseaux pour construire de nouvelles lignes de transport, le problème de l'insuffisance de certaines capacités d'interconnexion est probablement durable.

Tant l'ERGEG, dans son document de consultation publique publié le 5 octobre 2006, que la Commission européenne, dans sa communication du 10 janvier 2007 sur les « Perspectives du marché intérieur du gaz et de l'électricité », insistent sur la nécessité de créer un cadre

réglementaire européen commun et stable pour les infrastructures de réseaux transfrontalières.

Ce cadre suppose, d'une part, une rationalisation et une simplification des procédures administratives nationales d'autorisation de la construction de nouvelles lignes de transport et, d'autre part, la mise en place d'une structure d'évaluation des projets européens d'investissements transfrontaliers. Sans attendre la mise en place de ce cadre réglementaire, un effort important de coordination et de transparence doit être entrepris pour faciliter le développement des infrastructures de réseaux transfrontalières.

Ainsi, au sein de l'initiative régionale Centre-Ouest, les régulateurs ont demandé que les gestionnaires de réseaux réalisent et publient un plan régional d'investissements. Ce plan devra évaluer les zones de congestion et les efforts d'investissements nécessaires pour assurer une adéquation du réseau de transport européen à l'offre et à la demande d'électricité actuelle et future. Le plan régional facilitera le respect par les États membres concernés de leurs obligations résultant de l'article 7 de la directive européenne du 18 janvier 2006 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en électricité et les investissements dans les infrastructures. Par la suite, les régulateurs envisagent de définir et de proposer un schéma de financement et des incitations appropriés pour ces investissements.

## **B. LA GESTION DE LA CONGESTION AUX INTERCONNEXIONS**

Parallèlement aux actions de long terme à mener pour encourager le développement des capacités d'interconnexion, la CRE a souhaité optimiser l'utilisation des capacités existantes. Cette optimisation passe par la mise en place de règles d'allocation des capacités d'interconnexion efficaces, transparentes et harmonisées. Dans cette perspective, la décision de la CRE du 1er décembre 2005, annonçant la publication des feuilles de route, a constitué un tournant important dans la gestion des interconnexions électriques françaises. Depuis le 1er janvier 2006 existe :

- la généralisation des mécanismes d'enchères explicites à toutes les interconnexions françaises avec les États membres de l'Union européenne ;
- la suppression du droit d'accès prioritaire des contrats historiques sur les interconnexions avec les États membres, tenant compte de l'arrêt de la Cour de justice des Communautés européennes C-17/03 du 7 juin 2005.

Le rapport annuel sur les échanges aux frontières en 2006, publié par la CRE le 22 mai 2007, montre les progrès importants qui ont pu être obtenus grâce à cette décision, tant en termes d'accès aux interconnexions ouvertes à un plus grand nombre d'acteurs, qu'en termes d'utilisation, plus efficace, des capacités d'interconnexion disponibles (voir encadré 4).

#### Encadré n°4 : Les impacts de la décision du 1er décembre 2005

• **Ouverture à la concurrence** : les indices de concentration du marché de capacités (tableau ci-dessous) montrent une augmentation globale de la concurrence sur les frontières concernées par la décision de la CRE du 1er décembre 2005.

		2005		2006	
		Nombre d'acteurs	Part du premier acteur	Nombre d'acteurs	Part du premier acteur
<b>Allemagne</b>	Export	24	90 %	39	23 %
	Import	27	28 %	36	20 %
<b>Belgique</b>	Export	24	58 %	26	26 %
	Import	13	35 %	21	35 %
<b>Espagne</b>	Export	27	55 %	22	33 %
	Import	26	20 %	23	30 %
<b>Italie</b>	Export	22	67 %	23	47 %

• **Meilleure utilisation des capacités d'interconnexion** : les flux transfrontaliers ont été, en 2006, plus cohérents avec les différentiels de prix de marché qu'en 2005 ; en effet, la part de l'année 2006 pendant laquelle le flux exportateur net, sur chaque frontière, a été dans le sens du différentiel de prix entre les marchés organisés, a augmenté par rapport à 2005 (tableau ci-dessous).

	2005	2006
<b>Allemagne</b>	63%	69%
<b>Belgique</b> (depuis le couplage des marchés)	+	96%
<b>Espagne</b>	77%	82%
<b>Italie</b>	77%	89%

Dans le cadre de la mise en œuvre des feuilles de route élaborées et publiées avec les régulateurs autrichien, allemand, belge et néerlandais, la CRE a obtenu d'autres améliorations importantes des mécanismes de gestion de la congestion aux interconnexions, avec :

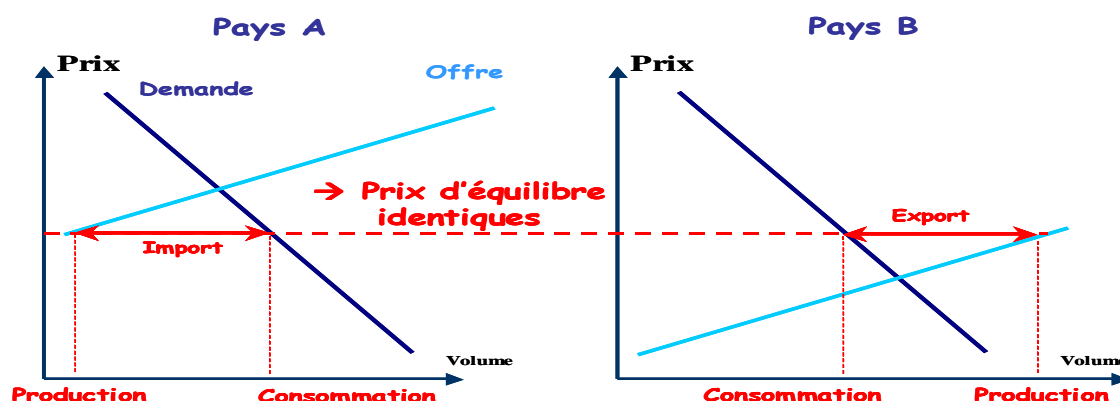
- la mise en place sur les interconnexions France-Belgique, France-Allemagne et France-Italie d'un marché secondaire de capacités, dès le 1er janvier 2007 ;
- la mise en place, depuis le 21 novembre 2006, du couplage des marchés organisés français, belge et néerlandais (encadré 5) ;
- la mise en place, le 1er juin 2007, d'échanges infra-journaliers avec la Belgique.

### Encadré n°5 : Le couplage des marchés organisés

Le couplage des marchés organisés consiste à utiliser les références de prix horaires des marchés organisés afin d'optimiser l'utilisation des capacités d'interconnexion restant disponibles la veille pour le lendemain. Ce mécanisme permet une utilisation plus efficace, à la fois des parcs de production des marchés couplés et des capacités d'interconnexion. Il garantit que toutes les opportunités d'arbitrage entre les marchés couplés seront bien exploitées :

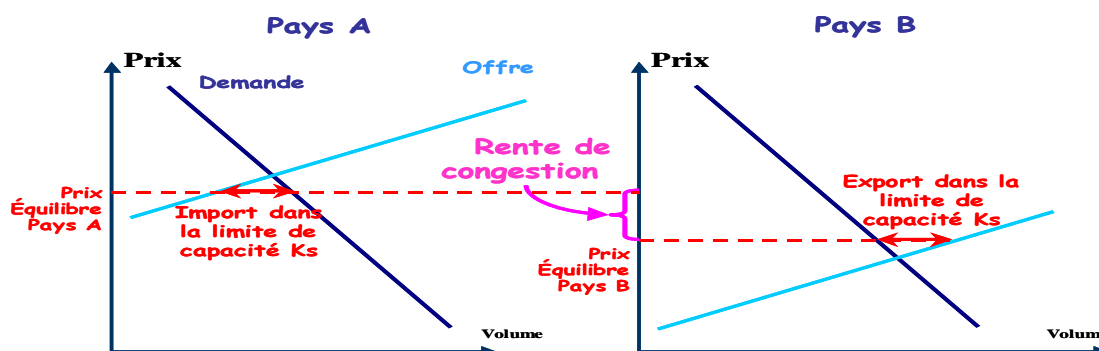
- soit, lorsque les capacités d'interconnexion sont suffisantes, jusqu'à convergence des prix entre les marchés (cas 1, ci-dessous, avec deux marchés couplés);

#### Cas 1 : Capacité d'interconnexion suffisante pour atteindre l'équilibre de prix entre les deux marchés (sans congestion) :



- soit, lorsque les capacités d'interconnexions sont limitées, jusqu'à saturation des capacités d'interconnexion (cas 2, ci-dessous, avec deux marchés couplés).

#### Cas 2 : Capacité d'interconnexion limitée (congestion) :



Le fonctionnement du couplage de marché suppose une coordination approfondie :

- entre gestionnaires de réseaux, afin de garantir le niveau des capacités annoncé aux marchés organisés la veille pour le lendemain ;
- entre marchés organisés, afin d'harmoniser les règles de marché permettant la bonne utilisation des capacités disponibles ;
- entre gestionnaires de réseaux et marchés organisés, afin de garantir une gestion efficace du mécanisme et de favoriser son extension à d'autres pays.

Il est encore trop tôt pour apprécier complètement l'impact de ces avancées sur le développement des échanges frontaliers. Toutefois, l'introduction du couplage de marchés a, d'ores et déjà, permis d'augmenter le niveau d'utilisation des capacités sur l'interconnexion France-Belgique et la convergence des prix entre les marchés. En revanche, la sous-utilisations constatée pendant l'année 2006 sur les autres interconnexions continentales montre que des progrès restent encore à réaliser pour assurer une meilleure utilisation des capacités d'interconnexion existantes (encadré 6).

**Encadré n°6 : Sous-utilisation des capacités d'interconnexion restant disponibles en J-1 en 2006**

Le tableau ci-dessous montre la capacité sous-utilisée sur les frontières allemande, belge, espagnole et italienne. Elle correspond à la différence entre la capacité disponible dans cette direction et le flux net transitant sur l'interconnexion. La moyenne calculée ici correspond aux situations dans lesquelles le différentiel de prix des marchés organisés est favorable, d'au moins 2 €/MWh, à l'utilisation de l'interconnexion dans cette direction. La perte sociale correspondante est le produit de la capacité sous-utilisée et du différentiel de prix. Ce calcul ne tient donc pas compte de l'effet résilience de marché.

	Capacité moyenne sous-utilisée à l'export (MW)	Capacité moyenne sous-utilisée à l'import (MW)	Estimation de la perte sociale (M€)
Allemagne	925	2 125	113
Belgique (couplage des marchés)	0	0	0
Espagne	201	282	21
Italie	104	-	22

La CRE a identifié avec les régulateurs des pays voisins deux chantiers principaux :

**a. ASSURER LA CONFORMITE DES MECANISMES DE GESTION DE LA CONGESTION AUX INTERCONNEXIONS AVEC LES PRESCRIPTIONS DES TEXTES REGLEMENTAIRES EUROPEENS**

Les travaux engagés par les régulateurs européens en matière de gestion des congestions s'inscrivent dans le cadre, du règlement européen du 26 juin 2003 concernant les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité, ainsi que des « orientations pour la gestion et l'attribution de la capacité de transfert disponible des interconnexions entre réseaux nationaux » adoptées le 9 novembre 2006, modifiant l'annexe de ce même règlement.

Il résulte de ces deux documents des exigences auxquelles doivent satisfaire les gestionnaires de réseaux de transport. Un état des lieux de la conformité des règles régissant les interconnexions françaises aux prescriptions du règlement européen et aux orientations pour la gestion des congestions (encadré 7) permet de mettre en lumière les points sur lesquels un effort tout particulier sera demandé aux gestionnaires de réseaux.

**b. POURSUIVRE L'HARMONISATION ET L'AMELIORATION DES METHODES DE GESTION DE LA CONGESTION AUX INTERCONNEXIONS**

La CRE a participé au cours de l'année 2006 à développer les actions suivantes :

- la création d'une interface unique GRT-acteurs de marché pour les étapes d'allocation et de nomination des produits périodiques, avec comme objectif principal de faciliter l'accès des acteurs de marché aux interconnexions ;
- l'extension de la solution de couplage des marchés organisés en J-1, avec comme objectif principal, à court terme, d'optimiser l'utilisation des capacités disponibles en J-1 et, à moyen terme, d'encourager l'harmonisation du rôle et du statut des marchés organisés en Europe ;
- la mise en place d'une plate-forme de capacités à l'horizon infra-journalier, permettant aux acteurs de marché d'équilibrer leur portefeuille de manière continue et de réduire les besoins d'équilibrage du réseau ;
- le développement des échanges d'énergie d'ajustement afin de réduire les coûts d'équilibrage du réseau, via l'introduction d'une plus grande concurrence à l'approche du temps réel, tout en garantissant la sécurité du réseau.



**Encadré n°7 : Statut des interconnexions électriques entre la France et les autres États membres vis-à-vis des orientations pour la gestion des congestions**

Le tableau ci-dessous donne les principaux points de non-conformité des règles de gestion des interconnexions avec les orientations pour la gestion des congestions (annexées au règlement européen 1228/2003 du 26 juin 2003).

	<b>France - Angleterre</b>	<b>France - Belgique</b>	<b>France - Allemagne</b>	<b>France - Espagne</b>	<b>France - Italie</b>
<b>Mécanisme d'allocation en infra-journalier (article 1.9)</b>	<b>non</b> , les échanges infra-journaliers sont effectués à l'aide de nominations journalières uniquement	<b>oui</b> , depuis juin 2007		<b>oui</b>	<b>non</b> , aucun échange infra-journalier n'est même possible entre la France et l'Italie
<b>Optimisation du degré de fermeté (financière) des capacités (article 2.4)</b>	<b>non</b> , une réduction de capacité n'est pas systématiquement indemnisée	La règle d'indemnisation en cas de réduction de capacités (hors cas de force majeure) prévoit une indemnisation à hauteur de 110% du prix payé. Le principe d'une indemnisation sur la base du différentiel de prix des marchés est à l'étude.			
<b>Répartition des capacités soumise aux régulateurs (article 2.6)</b>	la structure des capacités selon les échéances de temps pour 2006 a été tacitement reconduite en 2007	<b>oui</b> , mais soumise après les premières enchères pour 2007	la structure des capacités selon les échéances de temps pour 2006 a été tacitement reconduite en 2007		
<b>Non discrimination entre OTC et marchés organisés (article 2.7)</b>		<b>oui</b>		<b>non</b>	<b>oui</b>
<b>Suppression du prix de réserve (article 2.9)</b>	en pratique <b>oui</b> , puisque le prix de réserve est fixé à zéro ; cependant les règles doivent encore être modifiées en ce sens			<b>oui</b>	
<b>Nomination ferme des programmes et Use-It-or-Lose-It (articles 2.5 et 2.11)</b>	<b>non</b> , les capacités périodiques sont nommées définitivement en même temps que les capacités journalières			<b>oui</b>	
<b>Netting des programmes nominés (article 4.2)</b>	<b>non</b> , pour la raison ci-dessus	<b>non</b> , le netting n'est pas effectué alors que les capacités périodiques sont nommées avant		<b>oui</b>	

		l'allocation journalière	
<b>Existence de marchés secondaires (article 2.12)</b>	<b>oui</b>	<b>non</b>	<b>oui</b>
<b>Coordination des GRT au niveau régional (article 3.5):</b>			
<b>- modèle de transport commun</b>	<b>non</b> , chaque GRT utilise son propre modèle de réseau		
<b>- allocation coordonnée</b>	<b>non</b> , l'allocation n'est coordonnée qu'au niveau bilatéral	<b>non</b> , l'allocation n'est même pas coordonnée au niveau bilatéral en infra-journalier	<b>non</b> , l'allocation n'est coordonnée qu'au niveau bilatéral
<b>Pas de limitation de la capacité d'interconnexion pour résoudre des congestions internes (article 1.7)</b>	Conformité à l'étude		
<b>Transparence (article 5)</b>	<b>partielle</b>		
<b>Utilisation de la rente de congestion (article 6.6 du règlement)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Côté français, les revenus d'enchères sont déduits des charges à couvrir par le tarif d'utilisation du réseau</li> <li>- Côté anglais, la conformité de l'utilisation des revenus est à l'étude</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>oui: des deux côtés de l'interconnexion, les revenus d'enchères sont déduits des charges à couvrir par le tarif d'utilisation du réseau</li> </ul>	

## **C. L'EXPLOITATION DU RESEAU INTERCONNECTE EUROPEEN D'ELECTRICITE ET LA SECURITE D'ALIMENTATION**

Le 4 novembre 2006, un incident de grande ampleur survenu sur le réseau interconnecté européen à très haute tension a privé d'électricité quinze millions d'habitants de l'Ouest de l'Europe dont cinq millions de français pendant près de deux heures. Étant donné les conséquences constatées sur le territoire national, la CRE a décidé, dès le 5 novembre 2006, de mener sa propre enquête pour informer les consommateurs français de la chronologie des faits et des causes précises de cette panne. Le rapport d'enquête de la CRE a été publié le 8 février 2007.

Parallèlement, compte tenu de la dimension européenne de la panne d'électricité, l'ERGEG a mené une enquête, à l'initiative de la CRE, dont le rapport final a été rendu public le 6 février 2007.

### **a. LE RAPPEL DES FAITS**

La panne d'électricité trouve son origine dans un incident survenu sur une ligne à très haute tension dans le Nord de l'Allemagne. À la suite d'une manœuvre corrective inappropriée opérée par le gestionnaire de réseau de transport allemand E.ON Netz, les protections de cette ligne contre les surcharges l'ont déconnectée du réseau. Il s'en est suivi la déconnexion en cascade d'une quinzaine de lignes à très haute tension à travers l'Europe par reports de charge successifs, ce qui a conduit à la séparation en trois zones du réseau électrique interconnecté continental européen.

La séparation du réseau interconnecté a entraîné des déséquilibres instantanés entre la production et la consommation d'électricité dans chaque zone. En France et dans toute la zone Ouest, ce déséquilibre a fait chuter la fréquence de 50 à 49 Hz. Conformément au plan de défense prévu dans ce type de situation, le délestage automatique et sélectif d'une partie de la consommation était nécessaire pour éviter un effondrement total du système électrique (black-out). En France, le déclenchement de ce plan de défense a conduit, vers 22 h 10, au délestage de près de 6 300 MW de consommation inégalement répartis sur l'ensemble des départements métropolitains continentaux. Ces interruptions d'alimentation électrique ont duré le temps nécessaire aux gestionnaires de réseaux de transport européens pour obtenir le démarrage de nouveaux moyens de production et rétablir des conditions acceptables de fonctionnement du système électrique. Entre 22 h 30 et 23 h 10, la reprise de l'alimentation de l'ensemble des consommateurs français affectés par cet incident était réalisée. Par ailleurs, peu avant 23 h 00, les gestionnaires de réseaux de transport concernés ont pu remettre sous tension les lignes qui avaient déclenché pour reconstituer le réseau interconnecté européen.

### **b. LES CAUSES DE LA PANNE D'ELECTRICITE**

Les causes majeures de la panne d'électricité du 4 novembre 2006, identifiées par les rapports d'enquête, sont :

- l'exécution de manœuvres inappropriées à la situation réelle du réseau de transport d'électricité par le gestionnaire de réseau allemand E.ON Netz ;
- l'existence de disparités entre les gestionnaires de réseaux de transport européens dans le contrôle du niveau de sûreté d'exploitation du réseau (en particulier pour l'application de la règle de sécurité dite du « N-1 ») ;
- le manque de coordination entre ces mêmes gestionnaires de réseaux pour la gestion en temps réel de l'évolution des flux.

Cette situation résulte de l'existence de règles techniques de sécurité, élaborées et appliquées sur une base purement volontaire par les gestionnaires de réseaux de transport en Europe, associés au sein de l'Union pour la coordination du transport d'électricité (UCTE), juridiquement non contraignantes, imprécises et sujettes à interprétation (par exemple, la règle de sécurité dite du « N-1 »). De plus, ces règles techniques sont incomplètes, notamment en matière de coordination entre les gestionnaires de réseaux de transport pour la gestion en temps réel de l'évolution des flux.

Par ailleurs, les conséquences de la panne d'électricité du 4 novembre 2006 ont été aggravées par le comportement d'ensemble de la production décentralisée.

En effet, dans la plupart des pays européens, ce comportement a été marqué par le caractère aléatoire des déconnexions et des reconnexions de ces installations, ce qui a contribué à augmenter, de manière imprévisible, le déséquilibre entre la production et la consommation.

Dans son rapport publié le 8 février 2007, la CRE constate que le système électrique français a largement contribué à réduire les conséquences de la panne sur le système électrique européen. Certaines règles appliquées par le gestionnaire du réseau de transport français, RTE, pourraient être utilement généralisées à l'échelle européenne. Certaines insuffisances ont été constatées dans la mise en œuvre des mesures palliatives d'urgence.

Cela a conduit la CRE à recommander que ces gestionnaires des réseaux :

- tirent toutes les conséquences du retour d'expérience sur le fonctionnement des dispositifs de délestage afin d'en limiter les dysfonctionnements à l'avenir ;
- contribuent équitablement au maintien de l'équilibre entre la production et la consommation lors de la mise en œuvre des délestages.

## **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.

#### **A. L'ACTUEL TARIF D'ACCES AUX RESEAUX**

L'actuel tarif d'accès aux réseaux est entré en vigueur le 1<sup>er</sup> janvier 2006. Il est issu de la décision du 23 septembre 2005 (cf. tableau n° 1 ci-dessous). Sa période d'application envisagée est d'environ deux ans. Les redevances moyennes d'accès au réseau sont exprimées hors taxes et prélèvement applicables<sup>5</sup>.

---

<sup>5</sup> Hors contribution tarifaire sur les prestations de transport et de distribution d'électricité fixées par le [décret no 2005-123](#) du 14 février 2005 et l'arrêté du 29 décembre 2005.

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité actuellement en vigueur sont les suivants :

**TABLEAU N°1 : TARIFS D'ACCES AUX RESEAUX**

Redevances moyennes d'accès au réseau	
Dc*	41,9 €/MWh
Ib*	40,2 €/MWh
Ig*	12,6 €/MWh

(\*) Classification Eurostat :

Dc : Ménage: consommateur ayant une consommation annuelle de 3 500 kWh/an.

Ib : entreprise commerciale ayant une consommation annuelle de 50 MWh/an et une puissance maximale souscrite de 50 kW.

Ig : entreprise industrielle ayant une consommation annuelle de 24 GWh/an et une puissance maximale souscrite de 4 000 kW.

La CRE fixe non seulement le niveau des tarifs mais aussi leur structure. Le retour d'expérience tiré de l'application des premières règles tarifaires a fait apparaître la nécessité d'améliorer la transparence du tarif vis-à-vis des utilisateurs. Dans cette optique, l'actuel tarif distingue clairement les composantes de gestion des contrats, de comptage et celles relatives à l'utilisation des infrastructures de réseau, chacune correspondant à une des activités du métier de gestionnaire de réseau. Afin également d'améliorer l'information des utilisateurs de réseaux, la CRE a jugé nécessaire de leur faciliter la simulation du calcul des nouveaux tarifs et le choix de ceux qui sont les plus adaptés à leur situation. A cet effet, elle a mis en place, sur son site Internet, une calculatrice des tarifs de réseaux ([http://www.cre.fr/fr/acces aux reseaux/reseaux publics d electricite/calculatrice des tarifs](http://www.cre.fr/fr/acces_aux_reseaux/reseaux_publics_d_electricite/calculatrice_des_tarifs)).

## B. LE NIVEAU DES CHARGES DES GESTIONNAIRES DE RESEAUX

Le tarif actuellement en vigueur intègre les conclusions des audits menés sur les comptes dissociés d'EDF des exercices 2000 et 2002 et les comptes de 2003. Par ailleurs, pour établir ces tarifs, la CRE a pris en compte les évolutions de l'organisation du secteur intervenues à l'occasion de l'ouverture à la concurrence pour les clients non résidentiels depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2004 :

- prise en charge de 20 % des coûts de gestion de la relation avec les clients par les gestionnaires de réseau, le reste étant supporté par les fournisseurs ayant signé un « *contrat unique* » ;
- possibilité offerte aux utilisateurs de demander l'installation de dispositifs de comptage plus adaptés à leurs besoins et d'être propriétaires de leur dispositif de comptage ;
- couverture des coûts liés à la mise en place de mécanismes de responsable d'équilibre et de profilage pour les utilisateurs disposant d'un point de connexion ;
- facturation par les gestionnaires des réseaux publics, selon un barème de prix public, transparent et applicable sans discrimination, de prestations complémentaires, dont les coûts étaient auparavant partiellement inclus dans les charges couvertes par les tarifs réglementés, sans que le statut juridique de ces prestations ait été clairement défini.

Les tarifs prennent également en compte les évolutions introduites par le règlement du Parlement européen et du Conseil du 26 juin 2003 et la loi du 9 août 2004. Celles-ci concernent les actifs inclus dans les périmètres du transport et de la distribution, le financement des charges de retraites supportées par les opérateurs de réseau ainsi que les recettes résultant des mécanismes de gestion des congestions aux interconnexions internationales. Les recettes obtenues par les enchères de capacité de réseau aux

interconnexions internationales diminuent le niveau des tarifs de transport, ce qui bénéficie à l'ensemble des utilisateurs.

### C. L'ÉQUILIBRE DES CHARGES ET DES PRODUITS

La fixation du niveau du tarif considère les charges d'exploitation et de capital mais aussi les recettes prévisionnelles associées à chacune des activités régulées des gestionnaires de réseaux. A cet effet, la CRE a procédé à une évaluation des coûts et des recettes prévisionnels du réseau public de transport pour la période 2006 à 2007. En revanche, pour les réseaux publics de distribution, seule l'année 2006 a fait l'objet de prévisions. Cette méthode a été retenue en raison des modifications d'organisation et de modes opératoires attendues en 2007 à l'occasion de l'ouverture à la concurrence de la fourniture pour les clients résidentiels.

Les charges de capital, quant à elles, se composent de la rémunération et amortissement de la base d'actifs régulée.

### D. LA REMUNERATION DES ACTIFS

En ce qui concerne le transport, la valeur de la base d'actifs régulée de RTE correspond à la valeur nette comptable de ses actifs au 1<sup>er</sup> janvier de l'année, diminuée des subventions d'investissements de l'exercice. **Son montant moyen pour 2006-2007 est de 10 937 M€.** Pour la distribution, la base d'actifs régulée reflète la valeur comptable des actifs concédés et tient compte des particularités liées à l'existence du régime des concessions publiques de distribution. **Son montant au 1<sup>er</sup> janvier 2006 est de 26 324 M€ et sert de base à la rémunération des actifs sur la durée du tarif actuellement en vigueur.**

La méthode de calcul du taux de rémunération de la base d'actifs est fondée sur le coût moyen pondéré du capital (CMPC). Le taux a été fixé, pour la durée de validité du tarif, à 7,25 % nominal avant impôt pour RTE et ERD, contre 6,5 % pour la période précédente.

### E. DES GAINS DE PRODUCTIVITE DEMANDES

Conformément à l'article 4 du règlement du 26 juin 2003, la CRE souhaite prendre en compte des coûts « *correspondant à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace* ». Elle demande donc aux gestionnaires de réseau de réaliser des gains de productivité pendant la période d'application des règles tarifaires qu'elle propose. Dans les tarifs actuellement en vigueur, ces gains de productivité prennent la forme d'une réduction globale de 3 % appliquée au montant des charges prévisionnelles proposées par les gestionnaires de réseaux. L'assiette de coûts sur laquelle est calculée cette réduction globale est définie comme la somme des charges de personnel et des consommations externes. Les charges de capital résultant des investissements ne sont donc pas concernées.

### F. UN NOUVEAU COMPTE DE REGULARISATION DES CHARGES ET DES PRODUITS (CRCP)

Le système tarifaire mis en place à l'occasion de la dernière proposition comprend un compte fiduciaire extra-comptable, intitulé Compte de Régulation des Charges et Produits (CRCP) Son objectif est de prendre en compte l'incertitude de certaines catégories de charges et recettes, non maîtrisables par les gestionnaires réseaux publics. La CRE a considéré que les charges liées à la compensation des pertes sur les réseaux électriques publics, les produits liés aux mécanismes de gestion des congestions aux interconnexions du réseau de transport avec les pays voisins, ainsi que le résultat des activités de fourniture des prestations complémentaires présentent un degré de difficulté de maîtrise et de prévision par les

gestionnaires de réseau qui justifie leur prise en compte par le CRCP. Par ailleurs, les charges de capital prises en compte dans le tarif visent à refléter les investissements réalisés en application des procédures d'investissement et de la réglementation applicables aux réseaux publics de transport et de distribution. Dans cette mesure, ces charges de capital sont également éligibles au CRCP pour la part non prévue initialement par la CRE dans les amortissements et la rémunération de la base d'actifs régulée.

## 2.2 La qualité de service des réseaux d'électricité

### A. LA QUALITE DU RESEAU DE DISTRIBUTION

La CRE a engagé depuis décembre 2003 l'élaboration d'un compte rendu d'activités, contenant un ensemble d'indicateurs devant être renseigné périodiquement par les gestionnaires de réseaux. Compte tenu des problèmes spécifiques liés au volume d'information à traiter, ce travail a été mené en priorité avec EDF Réseau Distribution, principal gestionnaire des réseaux publics de distribution d'électricité français. Le contenu du compte rendu d'activités a été défini en octobre 2005. Les indicateurs de suivi ont été répartis selon cinq thèmes :

- la connaissance du patrimoine de distribution, qui inclut la description de l'état du réseau et de la clientèle, ainsi que l'évolution physique des infrastructures de réseau ;
- la continuité de la fourniture et la qualité de l'onde tension ;
- la qualité de service du distributeur, qui comprend les conditions de raccordement, la gestion courante des contrats et des engagements liés à la démarche qualité, ainsi que le suivi des activités de comptage ;
- les pertes en lignes ;
- l'évolution des coûts et des recettes, qui inclut les charges et recettes du distributeur, les immobilisations et les investissements effectués sur les réseaux.

Ces indicateurs ne sont pas significatifs à l'échelle nationale et sont donc pour la plupart renseignés à une échelle adaptée (région ou concession). Cela facilite la détection de zones où la qualité de service est perfectible et ce constat est utilisé pour inciter les investissements sur ces zones. Le compte rendu d'activités est transmis à la CRE annuellement, à mi-année, de manière exhaustive depuis l'exercice 2004.

La CRE dispose également des données de ce compte rendu pour les principaux Distributeurs Non Nationalisés depuis l'exercice 2006.

### B. LA QUALITE DU RESEAU DE TRANSPORT

Depuis 2001, la CRE recueille des données qui décrivent les performances du réseau public de transport d'électricité. Le compte rendu d'activités de RTE a fait l'objet d'améliorations au cours de l'année 2005, avec le suivi des indicateurs relatifs aux sept régions de l'organisation territoriale de RTE. Il inclut désormais un suivi des événements système significatifs (ESS), classés par gravité. Au cours de l'année 2006 et à sa demande, des informations supplémentaires concernant les délestages ont également été communiquées à la CRE.

### C. L'ANALYSE DE LA QUALITE DE SERVICE A ETE AMELIOREE

Les comptes rendus d'activité fournissent des outils pratiques et fiables à la CRE qui lui permettent d'améliorer sa connaissance des performances globales des réseaux publics en matière de qualité, ainsi que leur évolution dans le temps. Ces résultats seront intégrés aux comparaisons internationales menées sur les performances de qualité de service des réseaux européens.

Par ailleurs, ils donnent à la CRE la possibilité de déterminer des objectifs pertinents de niveaux de qualité de service et les paramètres des mécanismes économiques d'une régulation incitative des gestionnaires de réseaux. Cette évolution est prévue dans l'annexe de la décision tarifaire du 23 septembre 2005<sup>6</sup>, qui indique que « [...] *la CRE mettra en place une régulation incitative intéressante [les gestionnaires des réseaux publics d'électricité] financièrement à l'amélioration de leurs niveaux de qualité de fourniture et de service* ». Ce système fera « *partie de la proposition qu'elle formulera [et] devant entrer en vigueur au début de l'année 2008* ».

Pour cela, la CRE s'appuiera sur l'expérience de systèmes déjà mis en place dans d'autres pays européens. Ces comptes rendus fourniront également les éléments utiles à la CRE pour l'élaboration des avis et propositions qu'elle émettra sur la réglementation des niveaux de qualité à respecter par les gestionnaires de réseaux publics.

## 2.3 L'ajustement

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

En vertu de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, « *la Commission de régulation de l'énergie approuve, préalablement à leur mise en œuvre, les règles de présentation des programmes et des propositions d'ajustement ainsi que les critères de choix entre les propositions d'ajustement qui sont soumises au gestionnaire du réseau public de transport* ».

En application de la délibération de la CRE du 23 janvier 2003, RTE a mis en œuvre, le 1<sup>er</sup> avril 2003, un mécanisme de marché pour la gestion de l'équilibre du réseau en temps réel et la résorption des contraintes techniques d'exploitation en temps réel de son réseau non couvertes par les services système.

Les Règles du mécanisme d'ajustement font l'objet d'une révision annuelle, après concertation avec les acteurs concernés et approbation de la CRE. Les modifications introduites ont pour objectif d'améliorer le fonctionnement du mécanisme, en augmentant son efficacité et sa robustesse, et d'agir sur certains paramètres dans le but d'assurer l'équilibre des flux financiers liés au paiement des offres d'ajustement et au règlement des écarts des responsables d'équilibre.

### B. LE FONCTIONNEMENT DU MECANISME D'AJUSTEMENT

Le mécanisme d'ajustement est un mécanisme de marché, ouvert aussi bien aux producteurs français qu'aux grands consommateurs effaçables et aux acteurs étrangers. **Sur ce marché, RTE est l'unique contrepartie vis-à-vis des offreurs d'ajustement.** En France, une seule zone d'ajustement existe ; elle correspond au réseau de RTE.

Par un système d'offres à la hausse et à la baisse, les acteurs du marché communiquent les conditions techniques et financières auxquelles RTE peut modifier leurs programmes de production ou de consommation. RTE compense les déséquilibres en sélectionnant des offres, après les avoir interclassées selon un critère de préséance économique et en prenant en compte les contraintes techniques exprimées par les acteurs. De par la loi, la totalité de la puissance non utilisée techniquement disponible sur chacune des installations de production raccordées au réseau public de transport est mise à disposition du gestionnaire de ce réseau

---

<sup>6</sup> Annexe, partie III-B-2-c.



par les producteurs dans leurs offres sur le mécanisme d'ajustement. Lorsqu'ils transmettent au GRT français leurs programmes de production pour la journée du lendemain, les producteurs lui remettent donc dans le même temps, de manière implicite, des offres d'ajustement égales à la différence entre la puissance maximale disponible et le programme de production.

Parallèlement, grands consommateurs et acteurs étrangers peuvent également participer au mécanisme d'ajustement en remettant à RTE des offres explicites d'ajustement.

Le maintien de l'équilibre entre production et consommation à la fréquence de 50 Hz repose sur trois catégories de ressources intervenant successivement :

- la réserve primaire automatique, répartie sur l'ensemble du réseau UCTE, dont l'objectif est de stopper la déviation de fréquence à la suite d'un aléa de production ou d'une variation non anticipée de la consommation ;
- la réserve secondaire automatique, propre à chaque zone de contrôle d'un GRT, dont l'objectif est de rétablir la fréquence à 50 Hz et les programmes d'échanges aux interconnexions à leur niveau programmé ;
- la réserve tertiaire manuelle, ou mécanisme d'ajustement, dont l'objectif est de résorber au moindre coût les déséquilibres persistants entre production et consommation de manière à restaurer les capacités des réserves primaire et secondaire activables.

Les réserves primaire et secondaire sont communément regroupées sous le terme « services système de réglage de la fréquence ». Elles font l'objet d'une contractualisation auprès des producteurs, donnant lieu au versement d'une prime fixe et, pour la réserve secondaire, d'une part variable proportionnelle à l'énergie nette injectée. Ces charges sont recouvrées par RTE via le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité.

En matière de réserve tertiaire, une puissance de 1 500 MW (1 000 MW de réserve rapide mobilisable en moins de 13 minutes et 500 MW de réserve complémentaire mobilisable en moins de 30 minutes) fait l'objet d'une contractualisation, dont les coûts sont recouverts via un paiement des responsables d'équilibre proportionnel à leur soutirage physique.

Le reste de la capacité offerte sur le mécanisme d'ajustement ne perçoit aucune rémunération liée à sa seule mise à disposition. Les fournisseurs de cette partie de l'énergie d'ajustement sont rémunérés en fonction de l'énergie effectivement fournie. Les coûts des ajustements sont, quant à eux, recouverts via la facturation des écarts.

On constate depuis la mise en place du mécanisme d'ajustement une baisse significative des coûts d'équilibrage rapportés au soutirage physique : ils représentent le coût de l'équilibrage dans la facture d'électricité (cf. figure suivante).

**FIGURE N° 1 : ÉVOLUTION ANNUELLE DES CHARGES LIEES A L'ÉQUILIBRAGE DU SYSTEME**

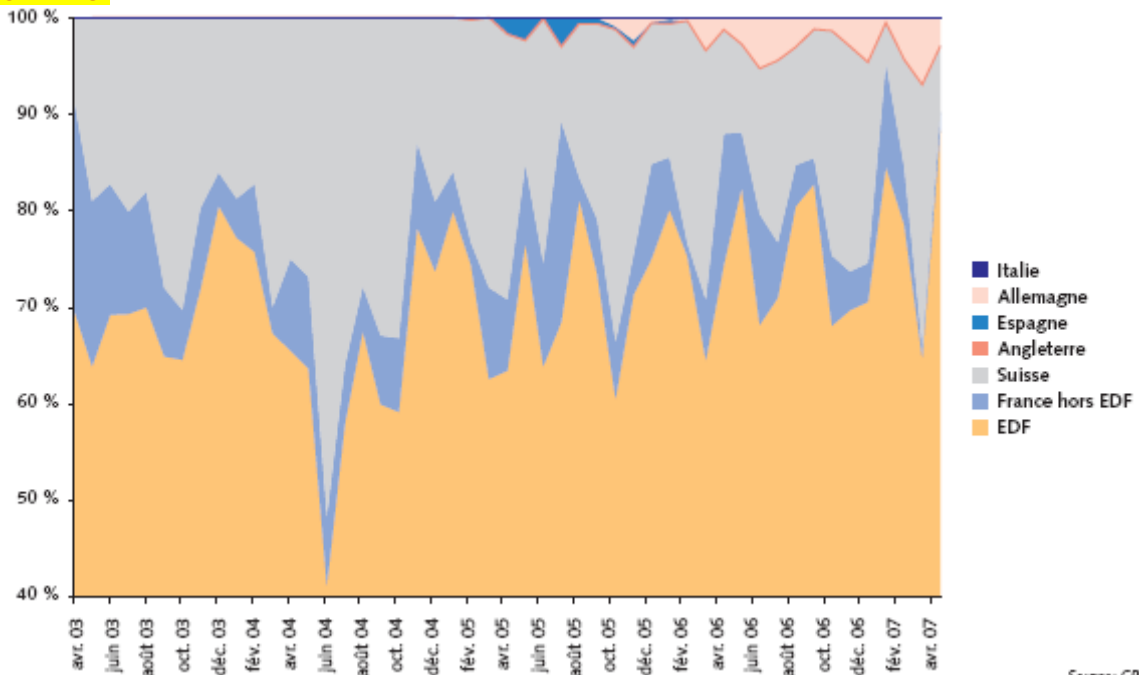


Source: CRE

### C. ACTIVATION D'OFFRES D'AJUSTEMENT EN PROVENANCE D'ÉTATS MEMBRES OU DE ZONES DE CONTRÔLE FRONTALIERS

Depuis le lancement du Mécanisme d'Ajustement en avril 2003, la CRE a veillé à ce que les acteurs de marché établis dans les zones ou pays frontaliers puissent participer au marché d'ajustement en concurrence avec les acteurs français. Ainsi le Mécanisme d'Ajustement est ouvert à la participation des acteurs suisses (depuis avril 2003), des acteurs anglais et espagnols (depuis novembre 2004), des acteurs allemands (depuis septembre 2005) et des acteurs italiens (depuis avril 2006). Les acteurs suisses et allemands participent activement au mécanisme, pour des volumes importants (leur part de marché sur le volume des offres à la hausse est d'environ 25 %), tandis que la participation des acteurs espagnols, anglais et italiens est exceptionnelle du fait de l'incompatibilité entre les processus d'accès aux interconnexions ou encore les règles nationales de programmation de la production avec la nécessité pour RTE d'utiliser des offres flexibles afin d'équilibrer son système au plus près du temps réel (voir graphique suivant).

**FIGURE N° 2 : PART DES AJUSTEMENTS A LA HAUSSE ACTIVES SUR LE MECANISME D'AJUSTEMENT FRANÇAIS SELON LEUR PROVENANCE**



Il faut noter en revanche qu'à l'heure actuelle les acteurs français ne peuvent participer à aucun marché d'ajustement étranger. Néanmoins, dans le cadre de l'initiative régionale France-Royaume-Uni-Irlande, les GRT ont remis des propositions visant à développer les échanges d'ajustement suivant un modèle « GRT à GRT » dont la mise en œuvre devrait avoir lieu en 2008.

**D. RELATIONS ENTRE LA PROGRAMMATION DE LA PRODUCTION, LE MARCHÉ INFRA-JOURNALIER ET LE MECANISME D'AJUSTEMENT**

Le marché d'ajustement constitue un marché de dernier recours permettant à RTE d'assurer l'équilibre des flux en temps réel et n'a pas vocation à se substituer au marché infra-journalier ni aux actions d'auto-équilibre des producteurs. La CRE veille donc à ce que les responsables d'équilibre soient incités à équilibrer leur périmètre et disposent de solutions flexibles pour atteindre cet équilibre. Les services à la disposition des acteurs pour équilibrer leur périmètre sont : les guichets de re-programmation de la production, les guichets d'échanges de bloc bilatéraux, les marchés organisés infra-journaliers et les guichets d'échanges aux interconnexions.

A l'initiative de la CRE, de nouvelles mesures s'appliquent depuis le 29 mars 2007 pour faciliter l'équilibrage des positions des responsables d'équilibre (mesures qui profitent particulièrement aux petits fournisseurs, qui ne bénéficient que modérément du foisonnement de leurs sites). En particulier, le nombre de guichets infra-journaliers de programmation et d'échanges de blocs entre responsables d'équilibre a augmenté de 12 à 24. En outre, le délai imposé avant la mise en œuvre effective des modifications des programmes de production (ou « *délai de neutralisation* » sur la production) est de 2 heures, réduit à 1h suite à un aléa de production (à partir de septembre 2007)

Par ailleurs, le « *délai de neutralisation* » d'une heure appliqué aux échanges de blocs a été supprimé dès septembre 2006. Désormais, les échanges de blocs d'énergie entre responsables d'équilibre prennent effet dès l'instant de clôture du guichet de notification de l'échange. Enfin, des dispositions ont été prises afin de rendre possible à l'avenir la généralisation du délai de neutralisation d'une heure pour les re-déclarations des programmes de production et des offres d'ajustement, sous réserve qu'une telle évolution permette effectivement de réduire les coûts globaux d'équilibrage sans dégrader la sécurité d'approvisionnement de court terme.

Enfin Powernext lance à partir du 11 juillet 2007 un service de négociation en continu en infra-journalier.

En résumé, les caractéristiques de l'architecture du marché infra-journalier sont les suivantes

- Re-déclaration de la programmation de la production :
  - aux horaires suivants: guichet J-1 à 16h puis 24 guichets infra-journaliers : toutes les heures à partir de 22 h en J-1 jusqu'à 21 h en J,
  - délai de neutralisation de 2h, réduit à 1h en cas d'aléa de production,
  - programme établi sur un pas de 5 minutes ;
- Transactions bilatérales :
  - les horaires des guichets de notification d'échanges de blocs sont les suivants : guichet J-1 : 16 h ; 24 guichets infra-journaliers : toutes les heures à partir de 22 h en J-1 jusqu'à 21 h en J,
  - délai de neutralisation nul,
  - Le programme d'échange de blocs est établi sur un pas de 30 minutes ;
- Transactions sur le marché :
  - A partir du 11 juillet 2007, négociation de blocs en continu sur la bourse Powernext jusqu'à 1h avant la livraison (les transactions réalisées le jour J sont notifiées ce même jour à 23h par Powernext à RTE).

## E. 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°2 : 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	$\text{Min}(P_{\text{powernext}}, \text{PMP Baisse} / (1+K))$	$P_{\text{powernext}}$
Prix des écarts négatifs	$P_{\text{powernext}}$	$\text{Max}(P_{\text{powernext}}, \text{PMP Hausse} * (1+K))$

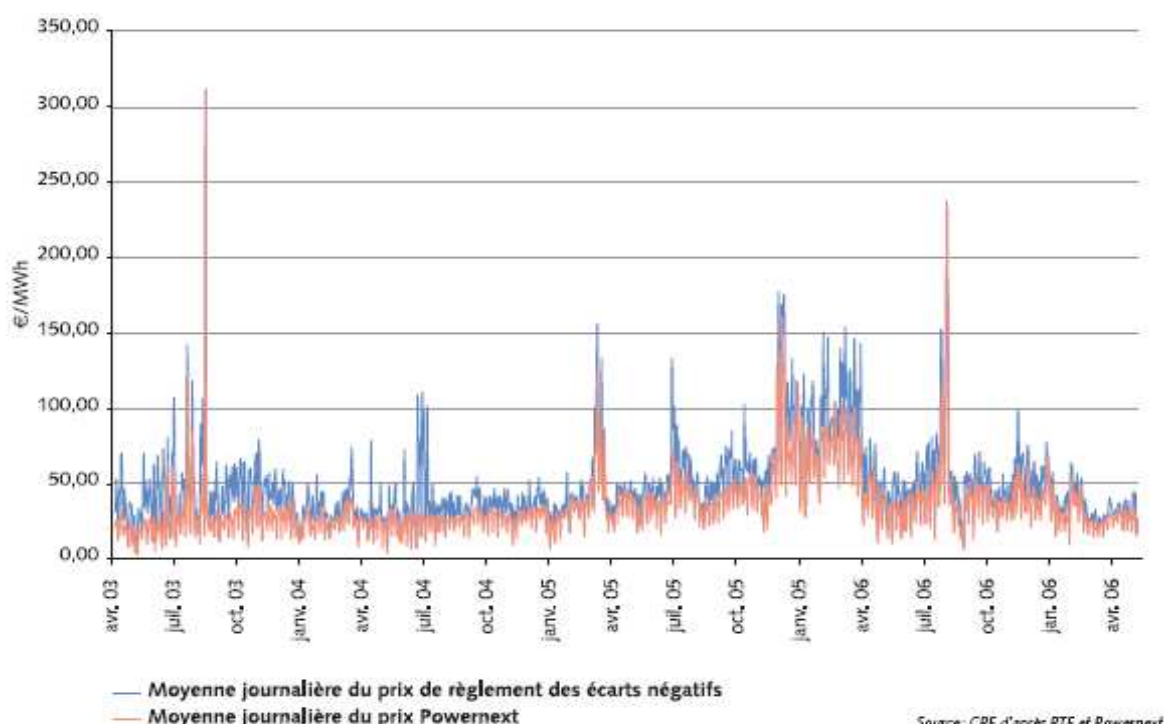
Où :

- 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 a été abaissée de 0,15 à 0,05 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.

Sur la période s'étendant du 1<sup>er</sup> janvier 2006 au 1<sup>er</sup> juin 2007, le prix de règlement des écarts négatifs était en moyenne de 55€/MWh avec cependant une très forte volatilité par rapport à cette valeur moyenne (voir figure suivante).

**FIGURE N° 3 : ÉVOLUTION DU PRIX DE REGLEMENT DES ECARTS NEGATIFS ET DU PRIX DU MARCHÉ POWERNEXT DEPUIS LA MISE EN PLACE DU MECANISME D'AJUSTEMENT**



## F. OBLIGATIONS DE TRANSPARENCE

Le degré de transparence sur le mécanisme d'ajustement a fortement crû depuis sa mise en place, en particulier dans l'optique d'améliorer la compréhension du fonctionnement du mécanisme par les petits acteurs, afin de leur en faciliter l'accès.

RTE publie sur son site Internet les informations suivantes :

- volumes d'ajustement activés à la hausse et à la baisse pour les différents motifs (équilibre global, résolution des congestions, reconstitution des services système et des marges d'exploitation), par demi-heure ;
- prix moyens et prix marginaux des ajustements à la hausse et à la baisse, pour chaque demi-heure ;
- prix des écarts positifs et négatifs, pour chaque demi-heure ;
- niveau des marges d'exploitation aux pointes de consommation, publiées en J-1 pour J ;
- courbe agrégée des offres d'ajustement à la hausse disponibles aux pointes de consommation ;
- bilan mensuel sur l'ajustement, regroupant des statistiques sur les aspects suivants :
  - caractéristiques des offres fréquemment appelées,
  - part des ajustements par technologie,
  - qualité des indicateurs publiés,
  - état du compte ajustements/écarts,
  - taux de fiabilité des systèmes de notification des programmes, des offres d'ajustement et des échanges de blocs (publication effective depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2006),
  - bilan par frontière et par jour des volumes d'énergie activés au titre des contrats d'échanges de réserve entre RTE et d'autres GRT (publication effective depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2006) ;
- avis d'envoi de message d'alerte et de passage en « *mode dégradé* » pour insuffisance d'offres (depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2006) ;
- **surcoûts d'ajustement associés à la résolution des congestions réseaux répartis par zone géographique.**

### 2.4 Les principes de dissociation comptable

En application des dispositions de l'article 25 de la loi du 10 février 2000, modifiée, 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 faire l'objet d'une approbation par la CRE, après avis du Conseil de la concurrence. Par délibération en date du 11 janvier 2001, la CRE a constaté que les principes proposés par les opérateurs ne lui permettaient pas de se prononcer valablement. En conséquence, en application des dispositions de l'article 37 § 6 de la loi susvisée, le 15 février 2001, la CRE a précisé elle-même les principes de dissociation comptable applicables dès les comptes de l'année 2000.

## A. LES PRINCIPES GENERAUX DE LA DISSOCIATION COMPTABLE

Les principes généraux de dissociation comptable sont les suivants :

Le périmètre de l'activité de transport correspond à celui du gestionnaire du réseau public de transport d'électricité (RTE) qui est filialisé depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2005. Ce périmètre comprend l'ensemble des liaisons du réseau métropolitain continental et de ses interconnexions dont la tension est égale ou supérieure à 63 kV. Le périmètre de l'activité de distribution, en cours de filialisation, recouvre les activités liées à la gestion du réseau de distribution en métropole continentale et des réseaux dans les zones non interconnectées. Le périmètre de l'activité « *autre Production* » inclut l'ensemble des activités liées à la production d'énergie électrique, aux interconnexions et aux échanges avec l'étranger. Les périmètres des activités de fourniture aux clients éligibles et de fourniture aux clients non éligibles comprennent respectivement l'ensemble des activités liées à la commercialisation et à la gestion commerciale de la clientèle éligible et de la clientèle non éligible. Le périmètre des « *autres activités* » recouvre l'ensemble des activités exercées en dehors du secteur de l'électricité.

Pour l'imputation des postes de bilan c'est le principe de l'imputation directe qui est le principe directeur. Lorsqu'un élément de l'actif est utile à plusieurs activités, il est imputé à l'activité qui en est l'utilisatrice à titre principal. Concernant les comptes de charges et de produits, l'imputation directe des recettes et des charges doit être de principe. Dans la négative, les coûts et les produits doivent être ventilés en fonction de clés de répartition.

Depuis 2005, les opérateurs électriques ne sont plus tenus de publier leurs comptes dissociés. Ces comptes sont communiqués, chaque année, à la Commission de régulation de l'énergie.

La Commission de régulation de l'énergie peut, en application des dispositions de l'article 27 de la loi du 10 février 2000, procéder à des audits. 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.

Les relations financières entre activités dissociées font l'objet de protocoles, dont la mise en place est prévue par la loi pour certains d'entre eux (accès aux infrastructures par exemple). Les conditions applicables aux entités dissociées en vertu de ces protocoles doivent être les mêmes que celles qui s'appliquent aux tiers, conformément aux règles de non-discrimination et d'interdiction des subventions croisées entre activités dissociées. A cet effet, lorsque les conditions appliquées aux tiers découlent d'un tarif public (accès aux infrastructures régulées) ou de la réglementation, ces règles publiques constituent le référentiel de règles applicables entre activités dissociées.

En cas de manquements à ces règles, la Commission de régulation de l'énergie peut engager la procédure de mise en demeure prévue au 3<sup>o</sup> de l'article 40 de la loi du 10 février 2000 et appliquer des sanctions pécuniaires qui en découlent visées au 1<sup>o</sup> de l'article 40. La sanction pécuniaire ne peut excéder 3 % du chiffre d'affaires hors taxes du dernier exercice clos et être portée à 5 % en cas de nouvelle violation de la même obligation. Il n'y a pas de sanctions autres que celles prévues à l'article 40 visé ci-dessus.

## B. LA DISSOCIATION DE LA FOURNITURE

Les règles de dissociation comptables des activités de fourniture ont été modifiées par la loi du 7 décembre 2006. Avant la promulgation de cette loi, les entreprises intervenant dans les secteurs de l'électricité et de gaz naturel devaient tenir des comptes séparés de leurs activités de fourniture entre clients éligibles et 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.

La loi du 7 décembre 2006 impose désormais une obligation de dissociation de la fourniture à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2007 entre les clients ayant exercé leur éligibilité et les clients n'ayant pas exercé leur éligibilité.

La Commission examinera les propositions des opérateurs relatives à la séparation comptable de leur activité de fourniture selon les nouveaux périmètres, à la lumière des observations faites dans le cadre de la dissociation entre clients éligibles et non éligibles.

### 2.5 Indépendance des gestionnaires de réseaux publics<sup>7</sup>

Le gestionnaire du réseau public de transport est, depuis le 1<sup>er</sup> septembre 2005, en application de la loi du 9 août 2004, une filiale juridique séparée de l'entreprise verticalement intégrée.

La séparation juridique des gestionnaires de réseaux de distribution desservant plus de 100.000 clients raccordés est en cours. La CRE auditionne l'ensemble des GRD concernés pour vérifier que leur projet de séparation juridique est bien conforme à l'esprit de la directive en matière d'indépendance. Elle examine en détail les projets de statuts des nouvelles sociétés et contrôle que les gestionnaires de réseaux sont bien dotés des moyens matériels, financiers et humains leur permettant d'agir en toute indépendance.

La loi du 9 août 2004, transposant les directives européennes du 26 juin 2003, a prévu la publication par la CRE d'un rapport annuel sur le respect des codes de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseaux. La CRE a publié deux rapports, en novembre 2005 et novembre 2006.

Le gestionnaire du réseau public de transport, RTE, ainsi que tous les gestionnaires de réseaux de distribution qui approvisionnent plus de 100 000 clients raccordés, ont élaboré un code de bonne conduite et l'ont communiqué à la CRE. Les codes ont été diffusés à l'ensemble du personnel des gestionnaires de réseaux. Les codes ont été publiés sur les sites Internet des gestionnaires de réseaux.

Ces codes traitent de la non-discrimination et de la transparence, ainsi que de la protection des informations commercialement sensibles (ICS).

La CRE a analysé les codes ainsi que les rapports annuels des gestionnaires de réseaux. Elle a entendu les gestionnaires de réseaux lors d'auditions tenues en octobre 2006. De plus, elle a réalisé des audits sur les pratiques des gestionnaires.

---

<sup>7</sup> Un tableau récapitulatif (n° 10) concernant des données chiffrées relatives à la séparation des gestionnaires de réseaux électriques et gaziers figure en page 61.



Lors des audits menés dans les centres d'EDF Gaz de France Distribution, la CRE a relevé que :

- le management a été fortement impliqué pour la bonne application des codes de bonne conduite, que ce soit lors de la phase du déploiement comme pour les phases de suivi et contrôle ;
- les agents ont été correctement informés des principes des codes et des conséquences qui en découlent ;
- la séparation physique des locaux d'EGD de ceux du fournisseur, lorsqu'elle existe, favorisait l'assimilation par les agents de leurs rôles et obligations respectifs.

Dans le cadre du deuxième rapport, publié en novembre 2006, la CRE a rappelé que les gestionnaires de réseaux doivent être organisés et gérés de façon indépendante depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2004, qu'ils soient filialisés (réseaux de transport) ou non (réseaux de distribution). Cette indépendance devrait se traduire par une organisation comparable à celle d'une entreprise autonome et libre de prendre toute décision conforme à ses intérêts, sous réserve des « *droits de supervision économique et de gestion* » reconnus à la société mère par les directives du 26 juin 2003.

Les réseaux doivent être gérés indépendamment des autres activités des groupes intégrés. Des progrès ont été enregistrés en matière de transport. En revanche, la séparation des activités de fourniture et de gestion des réseaux de distribution n'est pas encore effective, alors qu'elle est essentielle pour assurer l'indépendance de l'activité de gestion de réseau dès le 1<sup>er</sup> juillet 2007.

La CRE a également rappelé les préconisations qu'elle a formulées en 2005 et les propositions suivantes :

- les gestionnaires de réseaux doivent choisir librement leurs sous-traitants. Aucune prestation ne doit être imposée par la maison mère ;
- conformément aux dispositions des directives du 26 juin 2003, les gestionnaires de réseaux doivent décider en toute responsabilité de leurs investissements, pour répondre de façon non discriminatoire aux besoins de l'ensemble des utilisateurs de réseau, dans le cadre des enveloppes qui leur sont allouées.

Pour vérifier ces points, des audits menés par la CRE sont en cours. De manière générale, la CRE contrôle la mise en œuvre des engagements souscrits par les gestionnaires de réseaux d'électricité au titre de ces codes de bonne conduite.

La préservation de l'indépendance des gestionnaires de réseaux n'est pas assurée de façon certaine par le seul contenu des statuts adoptés, en raison de la nature même du lien qui unit une maison mère à sa filiale au sein d'un groupe intégré. Le comportement des parties prenantes à leur mise en œuvre sera dès lors essentiel pour aboutir au résultat prescrit par les directives du 26 juin 2003.

L'indépendance d'un gestionnaire de réseau est réduite par la faculté, résultant des lois applicables aux sociétés anonymes, pour tout actionnaire ou tout administrateur d'accéder en permanence à une information exhaustive pour exercer sa mission ou son mandat. Cette faculté ne peut, en l'état actuel du droit national, être limitée. Or, la protection des ICS est incompatible avec le fait que les administrateurs mandatés par un actionnaire peuvent toujours avoir accès à certaines informations et les lui rapporter.

La confusion d'image entre activités régulées et concurrentielles est préjudiciable. EDF Réseau Distribution a fait le choix d'une identité visuelle proche pour ses activités

concurrentielles de fourniture et ses activités régulées de gestionnaire de réseau de distribution.

Cette confusion est préjudiciable à la bonne compréhension par les clients de l'organisation du marché et de son fonctionnement.

La communication institutionnelle de ces groupes, quand elle ignore la séparation des activités, renforce cet effet.

La confusion peut conduire le client à penser qu'il encourt des risques en matière de qualité et continuité d'alimentation s'il change de fournisseur.

\*  
\* \*

### 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 a mis en place un Observatoire trimestriel des marchés constitué d'indicateurs quantitatifs. Disponible sur le site Internet de la CRE ([www.cre.fr](http://www.cre.fr)) en version française et anglaise, il comporte 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 2006 à 478,4 TWh, inférieure à la consommation de 2005 de 1 %. La consommation maximale a été en 2006 de 86 280 MW. Ce record atteint le 27 janvier 2006 est également le record historique à ce jour.

Toujours selon RTE, la puissance installée en France s'élève à 115 500 MW en 2006, contre 116 000 MW en 2005.

Avec 86 % de la puissance installée, seul EDF producteur atteint le seuil de 5 % de la capacité de production installée disponible. Les deux autres producteurs significatifs sont :

- Electrabel-Suez qui, à travers la CNR, la SHEM et ses participations dans le parc nucléaire, exploite 4% de la puissance installée ;
- La SNET (groupe ENDESA), qui détient 2 % de la puissance installée.

Ces trois producteurs détiennent au total 92 % de la puissance installée.

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

**TABLEAU N°3 : STRUCTURE DU MARCHE FRANÇAIS**

Ordre de mérite	Nombre de producteurs	Liste des producteurs
Base	2	EDF, Total
Semi-Base	3	EDF, SNET, Gaz De France
Pointe	2	EDF, SNET
Hydraulique	3	EDF, CNR, SHEM
Petite production décentralisée	Plusieurs milliers	Petits producteurs indépendants, entreprises locales de distribution, industriels (auto production)

En 2006, EDF a achevé son programme de fermeture de tranches Charbon, fioul et gaz qu'il considérait obsolètes. Au total 1 700 MW ont été mis sous cocon depuis 2003. En contrepartie, EDF a décidé d'investir sur des centrales plus compétitives, et programme de rénover ou d'agrandir plusieurs centrales déjà existantes d'ici 2009.

## 1.2 Les marchés organisés

Parmi les volumes d'électricité commercialisés en 2006 sur Powernext :

- les volumes traités en *day-ahead* (produits horaires ou blocs cotés la veille pour le lendemain) ont progressé de 49 % en un an, passant de 19,7 TWh en 2005 à 29,4 TWh en 2006 ;
- les volumes *futures* traités depuis l'ouverture de Powernext Futures, le 18 juin 2004, ont cru jusqu'en mai 2006, date à partir de laquelle l'activité a fortement diminué. Néanmoins, sur l'ensemble de l'année 2006, l'activité a globalement progressé par rapport à l'année précédente : 83 TWh ont été négociés sur Powernext Futures en 2006 contre 62,4 TWh en 2005.

La bourse allemande EEX a lancé, en août 2005, un marché organisé permettant d'échanger des produits à terme pour une livraison en France. Après une phase initiale de croissance des volumes, l'activité sur EEX France est nulle depuis août 2006. Sur l'ensemble de l'année 2006, 2,2 TWh ont été échangés sur EEX France, contre 1,6 TWh du 29 août au 31 décembre 2005,

## 1.3 Le marché OTC

L'essentiel des transactions sur le marché français restent effectuées en gré-à-gré (OTC).

La CRE n'a pas accès aux transactions bilatérales ; elle ne connaît que les volumes des livraisons physiques nettes entre acteurs. En 2006, ces livraisons ont atteint un volume total de 259 TWh, en hausse de 29 % par rapport à 2005 (200 TWh).

## 1.4 Intégration du marché français avec les marchés frontaliers

Le marché de gros français reste national. Il n'existe pas de marchés régionaux au sein du marché français.

En revanche, les prix du marché français sont assez fortement corrélés aux prix des marchés allemand et britannique ; ils le sont moins avec les prix des autres marchés frontaliers. Pour la plupart des pays interconnectés à la France, la corrélation avec les prix français semble avoir diminué depuis 2005.

- En 2006, les prix français ont été assez corrélés aux prix allemands et britanniques.

**TABLEAU N°4 : COEFFICIENTS DE CORRELATION ENTRE LES PRIX SPOT BASE FRANCE ET LES PRIX SPOT BASE DES PAYS LIMITROPHES**

	France/Allemagne	France/Espagne	France/UK	France/Italie
2005	89 %	67 %	84 %	53 %
2006	80%	53%	72%	64%

Sources : données 2005 et 2006, Powernext, EEX, OMEL, Platts UK et IPEX (la CRE ne dispose pas des données de prix concernant les marchés belge et suisse pour ces dates)

**TABLEAU N°5 : COEFFICIENTS DE CORRELATION ENTRE LES PRIX SPOT BASE FRANCE ET LES PRIX SPOT BASE DES AUTRES PAYS EUROPEENS EN 2006**

	DNK	ESP	FIN	FRA	GER	NOR	POL	ROM	SWE
DNK	1.00	0.29	0.71	0.37	0.44	0.64	0.45	0.14	0.73
ESP	0.29	1.00	0.12	0.53	0.42	-0.07	0.16	-0.18	0.01
FIN	0.71	0.12	1.00	0.08	0.17	0.89	0.30	0.09	0.95
FRA	0.37	0.53	0.08	1.00	0.80	-0.09	0.25	0.15	0.00
GER	0.44	0.42	0.17	0.80	1.00	0.06	0.30	0.19	0.13
NOR	0.64	-0.07	0.89	-0.09	0.06	1.00	0.27	0.12	0.97
POL	0.45	0.16	0.30	0.25	0.30	0.27	1.00	0.14	0.30
ROM	0.14	-0.18	0.09	0.15	0.19	0.12	0.14	1.00	0.12
SWE	0.73	0.01	0.95	0.00	0.13	0.97	0.30	0.12	1.00

Remarks:

- Denmark: Average over east and west region
- Norway: Average over three regions
- Netherlands: Not used, since the time-series is incomplete

Source: E-Control

- En 2006, les échanges avec l'Allemagne représentent la majeure partie des importations, et un volume significatif au regard de la taille du marché français.

L'année dernière, la France a importé 27,9 TWh dont 15 TWh depuis l'Allemagne (contre 32,1 TWh en 2005 dont 21,2 TWh depuis l'Allemagne) et exporté 90 TWh (contre 90,9 TWh en 2005). Le tableau suivant donne la répartition par frontière de ces échanges, qui a peu évolué entre 2005 et 2006 :

**TABLEAU N°6 : REPARTITION DES ECHANGES PAR FRONTIERES**

		Suisse	Allemagne	Belgique	Espagne	Grande-Bretagne	Italie
2005	Importations	19 %	66 %	4 %	2 %	4 %	3 %
	Exportations	29 %	12 %	14 %	8 %	13 %	22 %
2006	Importations	21%	54%	6%	8%	6%	5%
	Exportations	29%	11%	19%	7%	13%	21%

Source : données publiques RTE

## 2 Le marché de détail

### 2.1 Les éligibles

Au 1<sup>er</sup> juillet 2007, tous les clients français peuvent exercer leur éligibilité. Nous ne disposons pas, à l'heure actuelle, de statistiques relatives à cette échéance. Par conséquent, ce paragraphe a trait uniquement au marché éligible avant le 1<sup>er</sup> juillet 2007 (marché non-résidentiel).

L'ouverture du marché français de l'électricité a connu plusieurs étapes :

- à partir de juin 2000, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 16 GWh.
- à partir de février 2003, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 7 GWh.
- à partir de juillet 2004, éligibilité de toutes les entreprises et collectivités locales.

Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2004 en effet, toutes les entreprises et collectivités locales peuvent librement choisir leur fournisseur d'électricité. Aujourd'hui, 4,7 millions de sites environ sont éligibles, ce qui représente environ 310 TWh de consommation annuelle d'électricité.

Les clients éligibles ont le choix entre 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.

La loi du 7 décembre 2006 introduit un nouveau choix pour le client. Les clients ayant souscrit une offre de marché peuvent demander à leur fournisseur de bénéficier du tarif réglementé transitoire d'ajustement de marché (TaRTAM), pendant une durée maximale de deux ans. Cette demande peut être formulée depuis le 3 janvier 2007 jusqu'au 1<sup>er</sup> juillet 2007. Le TaRTAM est égal au tarif réglementé de vente hors taxes applicable à un site de consommation présentant les mêmes caractéristiques, majoré de 23 % pour les grands sites, 20 % pour les sites moyens et 10 % pour les petits sites<sup>8</sup>.

---

<sup>8</sup> Les segments sur lesquels s'appliquent ces coefficients de majoration sont indicatifs.

### Encadré n°8 : segmentation de la clientèle éligible

Afin d'assurer le suivi du marché de détail, la CRE a défini une segmentation de la clientèle éligible :

**Grands** : sites raccordés en haute tension dont la puissance souscrite est supérieure ou égale à 250 kW. Ces sites sont des grands sites industriels, des hôpitaux, des hypermarchés, de grands immeubles. Ce segment représente 1 % des sites en nombre mais 63 % de la consommation d'électricité des éligibles.

**Moyens** : sites raccordés en haute tension dont la puissance souscrite est inférieure à 250 kW et sites en basse tension dont la puissance souscrite est supérieure ou égale à 36 kVA. Ces sites correspondent à des locaux de PME par exemple. Ce segment représente 8 % des sites et 22 % de la consommation des éligibles.

**Petits** : sites raccordés en basse tension dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA. Ces sites correspondent au marché de masse des professionnels (les professions libérales, les artisans, *etc.*). Ce segment représente 91 % des sites en nombre et seulement 15 % de la consommation des éligibles.

## 2.2 Les parts de marché

Au 1<sup>er</sup> avril 2007, la part de marché des fournisseurs alternatifs, rapportée au nombre de sites éligibles, est de 6,4 % (soit environ 12,4 % du volume de consommation éligible). Ce chiffre masque une réalité disparate sur les différents segments. Ainsi la pénétration des fournisseurs alternatifs est limitée sur le segment des sites moyens :

**TABLEAU N°7 : PARTS DE MARCHÉ DES FOURNISSEURS ALTERNATIFS (EN NOMBRE DE SITES AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2007)**

Tous sites	Grands	Moyens	Petits
6,4 %	3,7 %	0,6 %	6,9 %

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

Un seul fournisseur (EDF) détient une part de marché supérieure à 5 % du marché éligible. Cette remarque est également valable pour les 3 sous-segments du marché des éligibles décrits ci-dessus.

Les parts de marché des 3 fournisseurs les plus significatifs de chaque segment sont :

- 95 % (tous segments) ;
- 93 % (segment des GRANDS sites) ;
- 98 % (segment des MOYENS sites) ;
- 96 % (segment des PETITS sites).

Les fournisseurs étrangers en France regroupent l'ensemble des fournisseurs de droit étranger actifs sur le marché français ainsi que les fournisseurs de droit français dont l'actionnaire principal est un fournisseur de droit étranger. Les parts de marché des fournisseurs étrangers en France sont :

- 0,01 % (tous segments) ;
- 2 % (segment des GRANDS sites) ;
- 0% (segment des MOYENS sites) ;
- 0% (segment des PETITS sites).

### D. ANALYSE EN TERME DE VOLUME DE CONSOMMATION

Un seul fournisseur (EDF) détient une part de marché supérieure à 5 % du marché éligible. La part de marché des 3 fournisseurs les plus significatifs est environ de 86 %. La part de marché des fournisseurs étrangers est de 6%.

## 2.3 Les fournisseurs historiques

### A. FOURNISSEURS HISTORIQUES AYANT EGALEMENT UNE ACTIVITE PRODUCTION

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

- EDF, qui a également une activité de production, alimentait 95 % des sites de consommation français ;
- environ 160 Entreprises Locales de Distribution (ELD) alimentaient les 5 % restant ; parmi ces 160 ELD, 56 ELD ont une activité de production (chiffre de 2002).

### B. FOURNISSEURS ALTERNATIFS AYANT EGALEMENT UNE ACTIVITE DE PRODUCTION

Au 1<sup>er</sup> avril 2007, 4 fournisseurs alternatifs actifs depuis l'ouverture des marchés, sont dotés de capacités de production : le groupe Endesa, le groupe Suez, Gaz de France et Total.

Au total donc, en France, 61 fournisseurs environ disposent de capacités de production.

### C. FOURNISSEURS AYANT UNE ACTIVITE DE GESTIONNAIRE DE RESEAU

En France, un seul fournisseur (EDF) a une activité de gestionnaire du réseau de transport (GRT).

EDF ainsi que les 160 ELD ont une activité de gestionnaire de réseau de distribution (GRD).



Parallèlement, des fournisseurs ne possédant pas d'activité de transport ou de distribution d'électricité sont entrés sur le marché, depuis l'ouverture des marchés. Au 1<sup>er</sup> juillet 2007, on en dénombrait une vingtaine actifs en France.

## 2.4 Le changement de fournisseur

Des procédures standard ont été établies afin d'organiser le changement de fournisseur. Ces procédures ne sont pas définies par la loi. Elles sont le fruit d'une concertation engagée par les différents acteurs du secteur (clients finaux, fournisseurs, distributeurs, transporteur, Administration). 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 l'électricité et celles de son acheminement par le gestionnaire du réseau public de distribution<sup>9</sup>, le changement de fournisseur se déroule de la façon suivante :

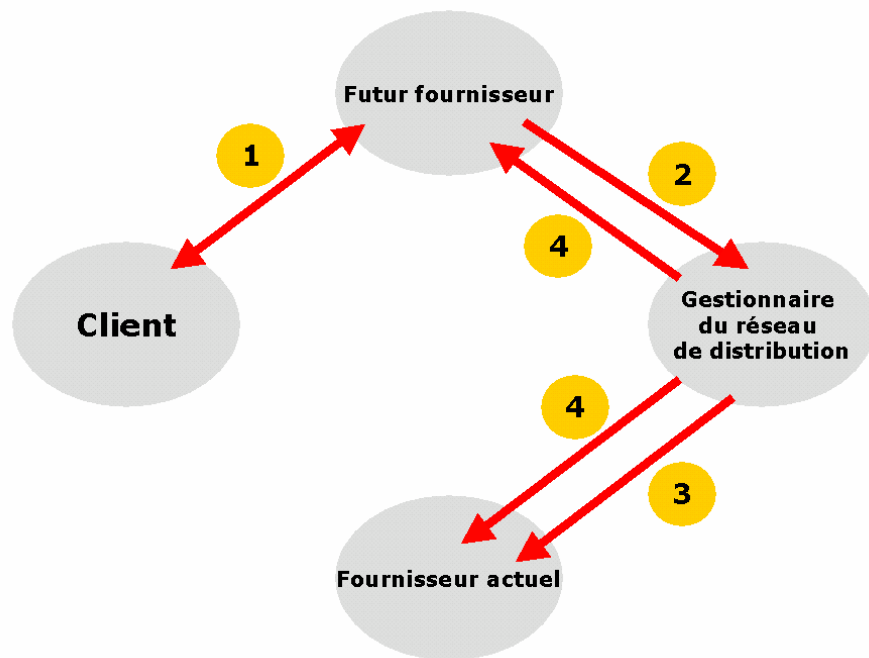
- le client conclut un contrat avec son futur fournisseur et signe notamment une «*attestation de changement de fournisseur*» ;
- le futur fournisseur informe le gestionnaire du réseau de distribution de la volonté du client de changer de fournisseur ; pour les clients particuliers, le code de la consommation 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 gestionnaire de réseau de distribution accuse réception de la demande :
  - il vérifie la recevabilité de la demande (cohérence des informations techniques) ;
  - il informe le fournisseur actuel du client ;
- le gestionnaire du réseau de distribution estime les index de bascule du client :
  - 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.

Certains gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) imposent des obligations supplémentaires à leurs clients : certains exigent systématiquement du futur fournisseur l'« *attestation de changement de fournisseur* » signée par le client, d'autres réalisent un relevé spécial des compteurs, facturé au futur fournisseur.

---

<sup>9</sup> Ce type de contrat représente la très grande majorité des contrats signés (environ 762 700 au 1<sup>er</sup> avril 2007).

**FIGURE N°4 : PROCEDURE 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 (vérification de la recevabilité d'une demande) si :

- un changement de fournisseur est déjà en cours, suite à une demande antérieure ;
- une fraude a été constatée sur les installations de comptage.

## **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, doit avoir lieu dans les délais suivants :

- le 1<sup>er</sup> du mois suivant la demande si elle a été formulée avant le 10 du mois ;
- le 1<sup>er</sup> du 2<sup>ème</sup> mois suivant la demande si elle a été formulée après le 10 du mois.

## D. COÛTS LIÉS AU CHANGEMENT DE FOURNISSEUR

L'article 83 de la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique modifie les règles relatives au paiement des prestations effectuées à l'occasion d'un changement de fournisseur.

L'article 83 prévoit que, lorsqu'un client éligible 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* ».

Toutefois, « *lorsque cette résiliation intervient dans le délai d'un an après une modification, effectuée sur l'initiative du client, des puissances souscrites dans le contrat, Electricité de France ou le distributeur non nationalisé concerné a droit à une indemnité correspondant au montant des primes fixes dues pour l'électricité effectivement consommée* ».

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 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.* »

### 2.5 Les prix de détail

Les taxes comprises dans les coûts de réseaux, correspondent essentiellement aux taxes sur les pylônes, elles ne sont pas identifiées dans les factures d'utilisation des réseaux publics.

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2006, les charges relatives aux retraites des agents des industries électriques et gazières sont financées par une contribution tarifaire (CTA) distincte du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité. Cette contribution est néanmoins toujours intégrée dans le tarif réglementé de vente d'électricité et n'apparaît pas sur les factures.

Le tableau suivant présente la décomposition de la facture des clients aux tarifs réglementés de vente d'électricité au 1<sup>er</sup> juillet 2007:

**TABLEAU N°8 : FACTURE AUX TARIFS REGLEMENTES DE VENTE D'ELECTRICITE AU 1<sup>ER</sup> JUILLET 2007**

	Dc <sup>10</sup>	Ib <sup>7</sup>	Ig <sup>7</sup>
Part réseau de la facture (€/MWh)	41,9	40,2	12,6
Part fourniture de la facture (€/MWh)	47,5	41,5	33,0
CTA (€/MWh)	2,6	3,8	0,7
CSPE(*) (€/MWh)	4,5	4,5	4,5
taxes locales (**) (€/MWh)	9,7	3,4	0,0
TVA (***) (€/MWh)	17,3	18,3	10,0
Facture TTC (€/MWh)	123,6	111,7	60,8

(\*) 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, ainsi qu'une partie des charges liées au tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché.

(\*\*) Les taxes locales correspondent à un pourcentage de 13,2 %, pour Paris (et 11 % à l'échelle nationale), 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 et 19,6 % sur le reste de la facture hors 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  $c/(ps*8760)$  ;
- la part fourniture de la facture est obtenue par différence entre la facture totale hors taxes, telle que publiée par Eurostat en juillet 2006, augmentée de la hausse de 1,7% du 15 août 2006, et la facture réseau + la CTA (contribution tarifaire d'acheminement).

<sup>10</sup> Classification Eurostat, cf. définitions p.16.

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

#### **3.1 Marché de gros**

Aucune règle spécifique n'est mise en œuvre sur le marché de gros français pour éviter des situations d'abus de position dominante de la part du producteur dominant.

Les producteurs français ne sont par exemple soumis à aucune obligation de publication d'information ex ante ou ex post relative à la structure, la disponibilité ou le fonctionnement du parc de production. Les producteurs réunis au sein de l'Union Française de l'Electricité ont néanmoins mis en place en novembre 2006 une initiative de transparence : en partenariat avec le gestionnaire du réseau de transport, ils publient quotidiennement des données de production agrégées par filières (ex ante : données relatives à la disponibilité ; ex post : production réalisée).

De même, en termes de stratégie de prix sur le marché de gros, aucune règle spécifique ne s'applique aux producteurs. Seules s'appliquent les règles nationales relatives à la concurrence.

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>11</sup> de la Commission européenne l'autorisant à prendre une participation de 34,5 % dans l'électricien allemand EnBW.

En 2006, les VPP ont représenté 58 % 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 EDF.

---

<sup>11</sup> Décision du 7 février 2001.

### 3.2 Marché de détail

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

Les fournisseurs sont soumis à une obligation de transparence à l'égard des consommateurs éligibles. 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 éligibles sont libres, sous réserve de pas aller à l'encontre de la réglementation applicable. 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 à la CRE, celle-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 aussi libre. Elle peut être longue si le client le souhaite et si le fournisseur fait une offre qui intéresse le client. 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. Toute facture d'un fournisseur d'électricité doit néanmoins *a minima* contenir les informations suivantes :

- ligne relative à l'énergie consommée facturée. 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 que, d'autre part, chaque kWh consommé doit être facturé « *au minimum [...] au montant prévu par le tarif d'utilisation des réseaux* » lorsque le fournisseur facture simultanément au consommateur la fourniture d'énergie et l'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution ;
- 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. 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 non éligibles et les clients éligibles n'ayant pas exercé leur éligibilité, le fournisseur applique le tarif de vente aux clients non éligibles. 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) ;
- ligne relative à la contribution au service public de l'électricité (CSPE) en vertu de la communication de la CRE du 12 février 2002 ;
- 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).

## IV . La régulation du marché du gaz naturel

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

Depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2004, tous les clients non résidentiels sont devenus éligibles, soit 675 000 sites, représentant une consommation annuelle de 380 TWh de gaz naturel et une ouverture de 73 % du marché total. L'étape suivante a vu l'ouverture complète des marchés de l'électricité et du gaz à tous les consommateurs au 1<sup>er</sup> juillet 2007. Le marché ouvert du gaz compte 11 millions de consommateurs. Il s'agit du quatrième marché en Europe. Dans le prolongement de ce qui a été fait pour l'ouverture des marchés aux professionnels le 1<sup>er</sup> juillet 2004, la CRE a préparé cette échéance et a mené une réflexion sur les procédures, les systèmes d'information, les modalités d'information et de protection des consommateurs et toute autre mesure à mettre en place, en concertation avec l'ensemble des acteurs concernés.

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

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

L'activité des expéditeurs sur le réseau français se développe. Au 1<sup>er</sup> mai 2007, 30 expéditeurs sont actifs sur le réseau de GRTgaz et 10 sur celui de TIGF. Au 1<sup>er</sup> mai 2006, il y avait, respectivement, 21 et 8 expéditeurs actifs et, au 1<sup>er</sup> janvier 2005, en tout, 10 expéditeurs étaient actifs sur les réseaux de transport français.

Il existe des congestions physiques sur le réseau de transport de GRTgaz, qui est beaucoup plus étendu que celui de TIGF. Ces congestions physiques résultent du nouveau schéma de fonctionnement du réseau de grand transport avec de nombreux expéditeurs. Pour faire face à ces congestions, le réseau de GRTgaz a été partagé en quatre zones d'équilibrage avec une tarification « *entrée-sortie* » par zone d'équilibrage.

Au 1<sup>er</sup> janvier 2009, trois zones d'équilibrage (Est, Ouest et Nord) du réseau de GRTgaz fusionneront. Il ne restera donc plus que deux zones (Nord et Sud) sur ce réseau.

Pour tous les points d'entrée et de sortie terrestres du réseau de transport français, excepté le point d'entrée Taisnières H, la quasi totalité des capacités fermes annuelles sont souscrites sur les 6 prochains mois.

Différents mécanismes de traitement de ces congestions sont actuellement en place.



## 1.2 Les capacités 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 les expéditeurs nouveaux entrants.

Les expéditeurs détenant une capacité supérieure à 20% de la capacité commercialisable sur ces points doivent restituer une fraction de ces capacités en cas de demande par un autre expéditeur, à hauteur maximale des valeurs indiquées ci-dessous :

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

## 1.3 Le « Use It Or Lose It » court terme

Ce mécanisme existe sur le réseau des deux transporteurs français. D'avril 2006 à mai 2007, ce mécanisme a été utilisé à 14 reprises sur le réseau de GRTgaz, pour un volume global de 50,42 GWh. Ce mécanisme est détaillé dans le paragraphe relatif au marché secondaire de capacité.

## 1.4 Les modalités de réservation des capacités

La diversité des durées de souscription de capacités de transport est un outil de flexibilité supplémentaire pour fluidifier l'accès aux capacités. Il est en effet possible de réaliser :

- des souscriptions pluriannuelles ou annuelles à préavis long (supérieur à six mois),
- des souscriptions annuelles à préavis court (entre un et six mois),
- des souscriptions mensuelles ou quotidiennes,

Ces capacités peuvent être fermes et, le cas échéant, interruptibles.

Par ailleurs, il est prévu que 20 % des capacités commercialisables fermes soient réservées pour les souscriptions à préavis court.

Cette dernière 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.

Les règles d'attribution de capacités de transport sont publiées par chaque GRT sur leur site.

Enfin, le tarif 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.

Il convient également de signaler que ce tarif prévoit qu'en cas de congestion sur le réseau de TIGF, les demandes d'attribution de capacité d'entrée sur le réseau principal en vue d'alimenter un client final dans la zone de TIGF soient traitées dans le cadre d'une procédure de réattribution des capacités mise en place par TIGF.

Un important programme d'investissement est par ailleurs en cours pour supprimer les congestions (*cf. infra* « Les projets d'infrastructures »).

### **1.5 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.

Au 1<sup>er</sup> juillet 2007, GRTgaz et TIGF étaient en conformité avec la quasi-totalité des points énoncés dans les délibérations de 2003 et de 2006. Ainsi, ces deux GRT publient toutes les informations demandées pour les capacités d'entrée, de sortie de liaisons entre zones d'équilibrage et aux interfaces avec les terminaux méthaniers. Ils publient aussi les données opérationnelles suivantes :

- consommation journalière et prévisions de consommation journalière (pour J-1, J et J+1) par zone d'équilibrage ;
- échanges sur les PEGs par zone d'équilibrage ;
- flux aux interconnexions du réseau de GRTgaz.

TIGF publiera d'ici la fin 2007 les informations sur les flux aux points d'interconnexion franco-espagnols de Larrau et Biriadou.

Les GRT publient également leur programme prévisionnel, sur 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>12</sup> relatives à la transparence. Ces deux GRT vont même parfois plus loin que ces dispositions légales, notamment en ce qui concerne les flux et les capacités.

### **1.6 Marché secondaire de capacité et capacités aux frontières**

Le marché secondaire de capacité est peu développé en France. Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport prévoient la mise en place de marchés secondaires de capacités pour chaque GRT. Il existe ainsi une plateforme d'échange de capacités sur l'extranet de GRTgaz, réservée aux expéditeurs actifs sur ce réseau. Ces transactions se font de gré à gré.

---

<sup>12</sup> Règlement n° 1775/2005 du 28 septembre 2005 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel.

Par ailleurs, GRTgaz a mis en place un service d'échange de capacité pour dynamiser le marché secondaire. Ainsi, avant de notifier un refus d'accès pour manque de capacité à un expéditeur, GRTgaz recherche la capacité correspondante auprès des expéditeurs détenteurs de ces capacités.

Un mécanisme de *Use It Or Lose It* de court-terme interruptible a été mis en place par les deux GRT français. Il permet de remettre sur le marché, la veille pour le lendemain, des capacités souscrites mais non-utilisées par les souscripteurs primaires, lorsque toutes les capacités quotidiennes fermes d'un point d'entrée ou de sortie ont été vendues. Les expéditeurs utilisent régulièrement ce mécanisme sur le réseau GRTgaz depuis le 12 décembre 2005. TIGF a lancé ce service au cours du 4<sup>ème</sup> trimestre 2006.

### **1.7 Swap comme instrument de gestion de la congestion aux points d'interconnexion**

Non applicable

### **1.8 Contrat de transit de long-terme**

En France, le régime tarifaire applicable au transit de gaz n'est pas différent de celui défini pour le transport national.

### **1.9 Calcul de la capacité technique**

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

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

### **2.1 Nombre de gestionnaire de réseau**

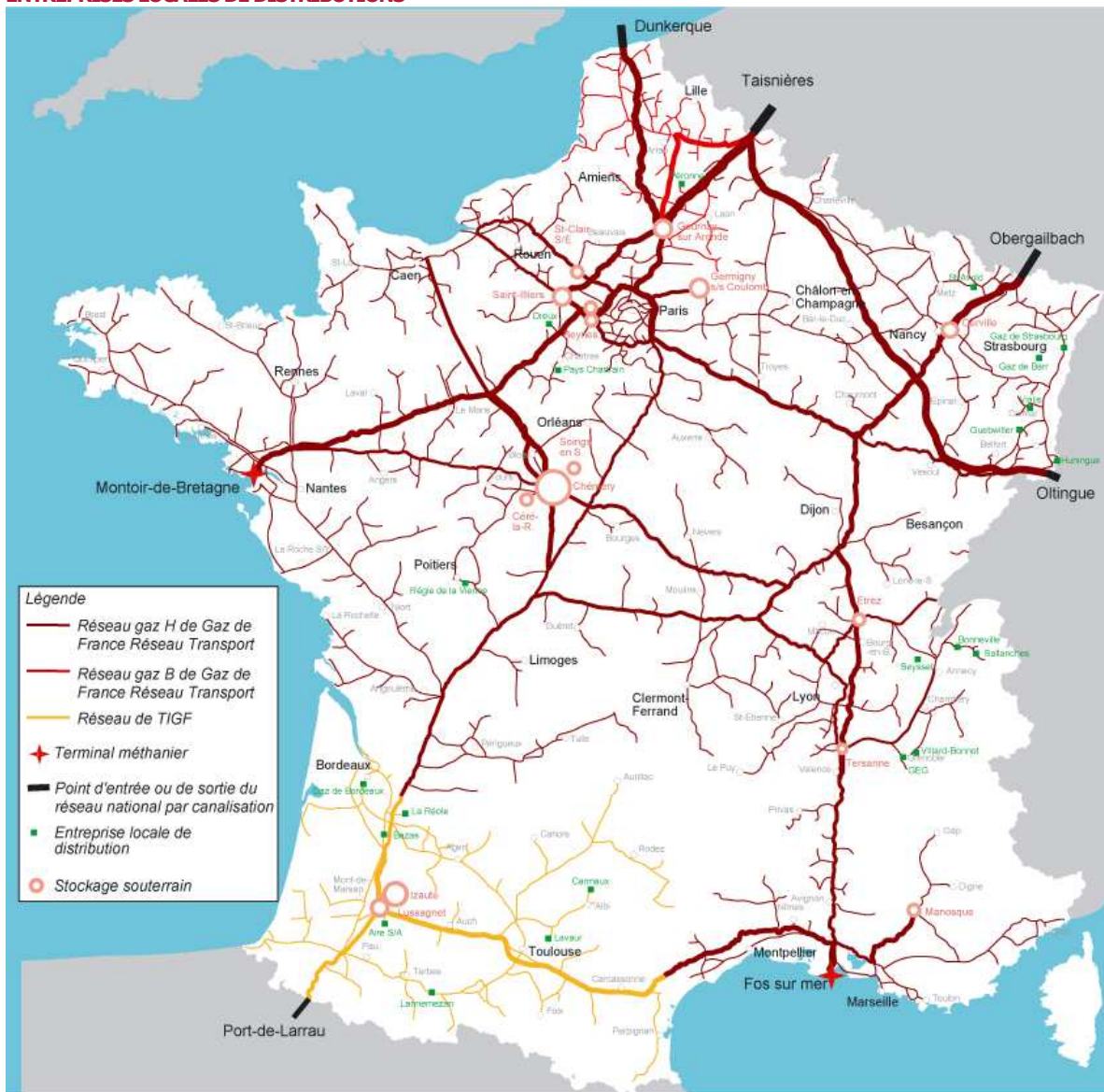
Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2005, il existe en France deux gestionnaires de réseaux de transport :

- GRTgaz, filiale de Gaz de France, qui opère un du réseau de 31 000 km de canalisations divisé en quatre zones d'équilibrage ;
- TIGF, filiale de Total, qui opère un réseau de 6 000 km de canalisations sur une zone d'équilibrage unique.

Il existe 23 gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) :

- Gaz de France Réseau Distribution, direction, qui détient 96 % de la part de marché en terme de quantité de gaz distribuée (soit environ 340 TWh par an). Gaz de France Réseau Distribution sera juridiquement séparé de Gaz de France à compter du 1<sup>er</sup> janvier 2008 ;
- 22 Entreprises locales de distribution (ELD) qui distribuent 14 TWh par an, soit 4 % de la quantité de gaz totale distribuée en France
  - Les plus importantes sont Gaz de Bordeaux, Gaz de Strasbourg et Gaz de Grenoble, dont les municipalités respectives sont les actionnaires principaux.

**FIGURE N°5 : RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL, TERMINAUX METHANIER, STOCKAGES SOUTERRAINS ET ENTREPRISES LOCALES DE DISTRIBUTIONS**



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

### **A. METHODOLOGIE**

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 le ministre chargé de l'économie et le ministre chargé de l'énergie, 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.

Enfin, pour établir ses propositions tarifaires, la CRE consulte systématiquement les acteurs de marché sur les principales évolutions envisagées. Les acteurs contribuant aux consultations de la CRE sont également auditionnés.

#### **a. TRANSPORT**

De nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel sont entrés en vigueur de 1<sup>er</sup> janvier 2007.

Ces tarifs conservent la structure d'ensemble à 5 zones d'équilibrage, ainsi que le principe de tarification « entrée- sortie » sur le réseau principal.

Pour établir sa proposition tarifaire, la CRE a retenu un taux de rémunération de 7,25 % réel avant impôt. Par ailleurs, les réseaux de transport de gaz bénéficient d'un système de bonification du taux de rémunération pour inciter les opérateurs à investir. Tout nouvel investissement mis en service depuis 2004 bénéficie d'une majoration de 125 points de base.

Les investissements de nature à contribuer significativement à l'amélioration du fonctionnement du marché peuvent se voir attribuer, par la CRE, une majoration additionnelle de 300 points de base pendant une durée de cinq à dix ans.

#### **b. DISTRIBUTION**

La CRE a proposé, le 26 octobre 2005, de nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel pour les 23 gestionnaires de réseaux de distribution (GRD).

Ces tarifs présentent une structure simple unique avec quatre options tarifaires de base. Pour établir sa proposition tarifaire, la CRE a retenu un taux de rémunération de 7,25 % réel avant impôt.

### **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.

Ainsi, la CRE a mis en place, en collaboration avec les opérateurs, des tableaux de bord pour suivre régulièrement différents aspects de leurs activités.

Pour ce qui est de la qualité de service, différents indicateurs sont suivis, comme par exemple les indicateurs suivants :

- Pour les gestionnaires de réseaux de transport :
  - incidents de livraison intervenus sur les réseaux, en indiquant la date de l'événement, le type d'incident, le poste de livraison concerné, et la durée et la cause de l'incident ;
  - refus d'accès, en indiquant les points du réseau et les expéditeurs concernés.
- Pour les réseaux de distribution :
  - les interventions pour dépannage (nombre et délai de réalisation) ;
  - les interruptions de l'acheminement ;
  - les demandes de changement de fournisseur (nombre et délai de réalisation) ;
  - les demandes de coupures pour impayé ;
  - les demandes de raccordement (nombre et délai de réalisation) ;
  - les plaintes/réclamations de clients finals.

### C. TARIFS D'UTILISATION DES TERMINAUX METHANIERES

En 2006, le terminal méthanier de Fos Tonkin a accueilli 173 navires et a émis sur le réseau de transport 62 TWh de gaz. Celui de Montoir-de-Bretagne a accueilli 117 navires et émis sur le réseau de transport 98 TWh de gaz.

En 2006, outre Gaz de France Négoce, trois expéditeurs ont déchargé du GNL dans les terminaux de Fos Tonkin et de Montoir. A ce jour, six expéditeurs ont souscrit des capacités de regazéification sur les deux terminaux français en service.

En octobre 2005, la CRE a proposé au Gouvernement un nouveau tarif d'utilisation des terminaux méthaniers de Montoir et Fos Tonkin avec une application à partir du 1<sup>er</sup> janvier 2006. Ce tarif a été adopté par décision ministérielle le 27 décembre 2005. Il est destiné à s'appliquer au moins jusqu'à la mise en service commerciale du terminal de Fos-Cavaou actuellement en construction.

Ce nouveau tarif crée des conditions plus favorables à l'arrivée de nouveaux expéditeurs sur les terminaux méthaniers français. Il comporte des dispositions particulières sur le mode de fonctionnement des terminaux lorsque plusieurs expéditeurs sont présents simultanément. Il prévoit une baisse d'environ 20 % pour les cargaisons isolées.

Pour établir sa proposition tarifaire, la CRE a retenu un taux de rémunération de 9,25 % (réel, avant impôt) pour les actifs mis en service avant le 31 décembre 2003 et de 10,5 % pour les autres actifs.

Trois services de regazéification distincts sont introduits dans la nouvelle proposition tarifaire de la CRE. Cette distinction est nécessaire pour définir le mode de fonctionnement des terminaux avec plusieurs utilisateurs simultanés.

**a. SERVICE « CONTINU »**

Ce service est destiné aux expéditeurs déchargeant en moyenne au moins une cargaison par mois sur un terminal. 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.

**b. SERVICE « BANDEAU »**

Ce service est destiné aux expéditeurs déchargeant en moyenne au plus une cargaison par mois sur un terminal. 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.

**c. SERVICE « SPOT »**

Ce service est destiné aux déchargements de cargaisons sur un mois M donné, souscrits après le 20<sup>ème</sup> jour du mois M-1. La souscription s'effectue sur la base des créneaux vacants dans le programme mensuel à la date de la souscription. Chaque cargaison est émise sous la forme d'un bandeau constant d'une durée de trente jours à compter de la date de fin du déchargement.

Le nouveau tarif introduit pour la première fois le principe d'un marché secondaire de capacités de regazéification. Il améliore également la transparence.

**D. NIVEAU DES TARIFS**

Les coûts moyens d'acheminement sur le réseau national pour les consommateurs type Eurostat sont les suivants :

**TABLEAU N°9 : COÛTS D'ACHEMINEMENT AU 1<sup>ER</sup> JUILLET 2006**

Profil		Coûts d'acheminement en €/MWh
I4-1	Acheminement transport	1
	Acheminement Distribution	1,3
I1	Acheminement transport	2
	Acheminement Distribution	7,2
D3	Acheminement transport	2,4
	Acheminement Distribution	10,9

## 2.3 L'équilibrage

Les modalités détaillées de fonctionnement de l'équilibrage sont définies par chaque transporteur, communiquées à la CRE et rendues publiques sur les sites Internet des GRT.

Chaque expéditeur est soumis à une obligation d'équilibrage, sur une base journalière et mensuelle, sur chacune des zones d'équilibrage où il a réservé des capacités.

### A. DESEQUILIBRE DE BILAN JOURNALIER

Le fonctionnement des réseaux de transport de gaz nécessite une gestion rigoureuse de l'équilibrage des réseaux, c'est-à-dire le respect de l'égalité, à tout instant, entre les injections et les soutirages de gaz. De manière opérationnelle, ces déséquilibres sont gérés par les gestionnaires de réseaux, à l'aide du stock de gaz en conduite et, dans le cadre d'une prestation de service, auprès des opérateurs de stockage.

Pour chaque expéditeur, chaque jour, pour chaque zone d'équilibrage et, dans la zone Nord de Gaz de France, pour chaque qualité de gaz, un déséquilibre de bilan journalier est calculé.

Pour chaque zone d'équilibrage et, dans la zone Nord de Gaz de France, pour chaque qualité de gaz, chaque expéditeur bénéficie d'une plage de tolérance journalière, définie selon les modalités suivantes :

- $\pm 20$  % du total des capacités journalières de livraison souscrites par l'expéditeur à des points de livraison rattachés à la zone d'équilibrage considérée, dans la tranche de 0 à 1 000 MWh/jour ;
- $\pm 5$  % pour la part de ce total au-delà de 1 000 MWh/jour.

Lorsque le déséquilibre de bilan journalier est positif et supérieur au maximum autorisé, la quantité en excédent est vendue par l'expéditeur au transporteur, à un prix égal au prix journalier de référence minoré de 50 %.

Lorsque le déséquilibre de bilan journalier est négatif et supérieur, en valeur absolue, au maximum autorisé, la quantité en déficit est achetée par l'expéditeur au transporteur, à un prix égal au prix journalier de référence majoré de 50 %.

Le prix journalier de référence d'une zone d'équilibrage et, dans la zone Nord de Gaz de France, pour chaque qualité de gaz, pour un jour donné, est égal au prix de marché (basé sur les cotations *day ahead*) sur le *hub* de Zeebrugge en €/MWh, majoré de 50 %.

### B. DESEQUILIBRE DE BILAN CUMULE

Pour chaque zone d'équilibrage et, dans la zone Nord de Gaz de France, pour chaque qualité de gaz, les déséquilibres résiduels de chaque expéditeur, après prise en compte des achats et ventes décrits ci-dessus, sont comptabilisés chaque jour pour calculer le déséquilibre de bilan cumulé.

Lorsque, un jour donné, le déséquilibre de bilan cumulé est positif et supérieur au maximum autorisé, la quantité en excédent est vendue par l'expéditeur au transporteur, au prix journalier de référence sur le *hub* de Zeebrugge, minoré de 50 %.



Lorsque, un jour donné, le déséquilibre de bilan cumulé est négatif et supérieur, en valeur absolue, au maximum autorisé, la quantité en déficit est achetée par l'expéditeur au transporteur, au prix journalier de référence sur le hub de Zeebrugge, majoré de 50 %.

A la fin de chaque mois, la quantité en excédent ou en déficit est, selon le cas, achetée ou vendue au transporteur concerné au prix de référence pour le mois considéré. Le calcul de ce prix mensuel de référence est fondé sur le prix de marché sur le *hub* de Zeebrugge.

### C. AMELIORATION DU SYSTEME D'EQUILIBRAGE

Le mécanisme actuel d'équilibrage, bien qu'il permette aux gestionnaires des réseaux de transport de remplir leurs obligations, présente deux inconvénients :

- le prix de facturation des déséquilibres des expéditeurs, décorrélé du coût de l'équilibrage, ne reflète pas la situation réelle des réseaux français et n'adresse pas aux expéditeurs un signal économique pertinent ;
- l'équilibrage ne contribue pas à améliorer la liquidité du marché de gros français.

Au 1er semestre 2006, la CRE a mené une consultation publique sur l'évolution du mécanisme d'équilibrage. Dans sa délibération du 21 juin 2006, elle a demandé à GRTgaz et TIGF d'initier une concertation avec l'ensemble des acteurs du marché, afin d'étudier l'opportunité d'une évolution progressive des règles d'équilibrage vers un système reposant sur des transactions de marché.

GRTgaz a adressé à la CRE, le 28 novembre 2006, une proposition d'évolution des règles d'équilibrage sur son réseau, établie à partir de la concertation avec les acteurs de marché menée de juillet à novembre 2006. Dans ce document, GRTgaz proposait les évolutions suivantes :

- à partir du 1er avril 2007, couverture d'une partie des besoins journaliers d'équilibrage de GRTgaz par des achats/ventes sur le marché, ces transactions permettant de définir un prix journalier d'équilibrage ;
- à partir du 1er juillet 2007, remplacement du « Service d'Équilibrage Journalier » (SEJ) par une nouvelle offre de tolérance optionnelle, portée par GRTgaz, et mise en œuvre de mesures permettant aux expéditeurs de faciliter la gestion de leur équilibrage ;
- à partir du 1er septembre 2007, facture d'une partie du déséquilibre journalier des expéditeurs au prix journalier d'équilibrage.

Après avoir procédé à l'audition d'expéditeurs, la CRE a approuvé, dans sa délibération du 7 décembre 2006, les nouvelles règles d'équilibrage proposées par GRTgaz.

Afin d'assurer la neutralité financière de l'équilibrage, GRTgaz a mis en place un compte de résultat de l'équilibrage regroupant les coûts et recettes liés à ce mécanisme.

TIGF a également initié début 2007 une concertation avec les acteurs actifs sur son réseau.

## 2.4 Les principes de dissociation comptable

En application de l'article 8 de la loi du 3 janvier 2003, modifiée, 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 faire l'objet d'une approbation par la CRE, après avis du conseil de la Concurrence. Les principes proposés par les opérateurs ont été approuvés par la CRE dans sa délibération du 23 octobre 2003. Les premiers comptes dissociés ont été établis à compter de 2002.

Il est à noter que la loi du 7 décembre 2006 a étendu au gaz naturel le pouvoir réglementaire supplétif dont la commission disposait, dans le secteur de l'électricité, depuis l'entrée en vigueur de la loi du 10 février 2000. Ce pouvoir lui permet notamment de préciser les règles d'imputation utilisées ainsi que le périmètre de chacune des activités comptablement séparées et les principes déterminant les relations financières entre ces activités.

Toutes les entreprises exerçant, dans le secteur du gaz naturel, une ou plusieurs des activités concernées, doivent tenir, dans leur comptabilité interne, des comptes séparés au titre de respectivement du transport, de la distribution et du stockage du gaz naturel ainsi qu'au titre de l'exploitation des installations de gaz naturel liquéfié et de l'ensemble de ses autres activités en dehors du gaz naturel.

Pour l'imputation des postes de bilan et des comptes de charges et de produits c'est le principe de l'imputation directe qui est le principe directeur. Lorsqu'un élément de l'actif est utile à plusieurs activités, il est imputé à l'activité qui en est l'utilisatrice à titre principal. Concernant les comptes de charges et de produits, l'imputation directe des recettes et des charges doit être de principe. Dans la négative, les coûts et les produits doivent être ventilés en fonction de clés de répartition.

Les relations financières entre activités dissociées font l'objet de protocoles, dont la mise en place est prévue par la loi pour certains d'entre eux (accès aux infrastructures par exemple). Les conditions applicables aux entités dissociées en vertu de ces protocoles doivent être les mêmes que celles qui s'appliquent aux tiers, conformément aux règles de non-discrimination et d'interdiction des subventions croisées entre activités dissociées. A cet effet, lorsque les conditions appliquées aux tiers découlent d'un tarif public (accès aux infrastructures régulées) ou de la réglementation, ces règles publiques constituent le référentiel de règles applicables entre activités dissociées.

En cas de manquements à ces règles, la Commission de régulation de l'énergie peut engager la procédure de mise en demeure prévue au 3<sup>o</sup> de l'article 40 de la loi du 10 février 2000, modifiée, et appliquer des sanctions pécuniaires qui en découlent visées au 1<sup>o</sup> de l'article 40. La sanction pécuniaire ne peut excéder 3 % du chiffre d'affaires hors taxes du dernier exercice clos et être portée à 5 % en cas de nouvelle violation de la même obligation. Il n'y a pas de sanctions autres que celles prévues à l'article 40 visé ci-dessus.

Les opérateurs gaziers ne sont pas tenus de publier leurs comptes dissociés. Ces comptes sont communiqués, chaque année, à la CRE. La Commission de régulation de l'énergie peut, en application des dispositions de l'article 27 de la loi précitée, procéder à des audits. 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.

## **2.5 La dissociation de la fourniture**

Dans le gaz, au même titre que dans le secteur électrique (cf. infra la régulation du marché de l'électricité), la loi du 7 décembre 2006 impose désormais aux opérateurs une obligation de dissociation de la fourniture à partir du 1<sup>er</sup> juillet 2007 entre les clients ayant exercé leur éligibilité et les clients n'ayant pas exercé leur éligibilité.

Avant la promulgation de cette loi, les entreprises intervenant dans les secteurs de l'électricité et de gaz naturel devaient tenir des comptes séparés de leurs activités de fourniture entre clients éligibles et 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.

La CRE examinera les propositions des opérateurs relatives à la dissociation comptable de leur activité de fourniture selon les nouveaux périmètres, à la lumière des observations faites dans le cadre de la dissociation entre clients éligibles et non éligibles.

## **2.6 Indépendance des gestionnaires de réseaux publics**

Les gestionnaires de réseaux de transport sont, depuis le 1<sup>er</sup> septembre 2005, en application de la loi du 9 août 2004, des filiales juridiques séparées des entreprises verticalement intégrées.

La séparation juridique des gestionnaires de réseaux de distribution desservant plus de 100.000 clients raccordés est en cours. La CRE auditionne l'ensemble des GRD concernés pour vérifier que leur projet de séparation juridique est bien conforme à l'esprit de la directive en matière d'indépendance. Elle examine en détail les projets de statuts des nouvelles sociétés et contrôle que les gestionnaires de réseaux sont bien dotés des moyens matériels, financiers et humains leur permettant d'agir en toute indépendance.

La loi du 9 août 2004, transposant les directives européennes du 26 juin 2003, a prévu la publication par la CRE d'un rapport annuel sur le respect des codes de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseaux. La CRE a publié deux rapports, en novembre 2005 et novembre 2006.

Les gestionnaires de réseaux de transport, GRTgaz et TIGF, ainsi que tous les gestionnaires de réseaux de distribution qui approvisionnent plus de 100 000 clients raccordés, ont élaboré un code de bonne conduite et l'ont communiqué à la CRE. Les codes ont été diffusés à l'ensemble du personnel des gestionnaires de réseaux. Les codes ont été publiés sur les sites Internet des gestionnaires de réseaux.

Ces codes traitent de la non-discrimination et de la transparence, ainsi que de la protection des informations commercialement sensibles (ICS).

La CRE a analysé les codes ainsi que les rapports annuels des gestionnaires de réseaux. Elle a entendu les gestionnaires de réseaux lors d'auditions tenues en octobre 2006. De plus, elle a réalisé des audits sur les pratiques des gestionnaires.

Lors des audits menés dans les centres d'EDF Gaz de France Distribution, la CRE a relevé que :

- le management a été fortement impliqué pour la bonne application des codes de bonne conduite, que ce soit lors de la phase du déploiement comme pour les phases de suivi et contrôle ;
- les agents ont été correctement informés des principes des codes et des conséquences qui en découlent ;
- la séparation physique des locaux d'EGD de ceux du fournisseur, lorsqu'elle existe, favorisait l'assimilation par les agents de leurs rôles et obligations respectifs.

Dans le cadre du deuxième rapport, publié en novembre 2006, la CRE a rappelé que les gestionnaires de réseaux doivent être organisés et gérés de façon indépendante depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2004, qu'ils soient filialisés (réseaux de transport) ou non (réseaux de distribution). Cette indépendance devrait se traduire par une organisation comparable à celle d'une entreprise autonome et libre de prendre toute décision conforme à ses intérêts, sous réserve des « *droits de supervision économique et de gestion* » reconnus à la société mère par les directives du 26 juin 2003.

Les réseaux doivent être gérés indépendamment des autres activités des groupes intégrés. Des progrès ont été enregistrés en matière de transport. En revanche, la séparation des activités de fourniture et de gestion des réseaux de distribution n'est pas encore effective, alors qu'elle est essentielle pour assurer l'indépendance de l'activité de gestion de réseau dès le 1<sup>er</sup> juillet 2007.

La CRE a également rappelé les préconisations qu'elle a formulées en 2005 et les propositions suivantes :

- les gestionnaires de réseaux doivent choisir librement leurs sous-traitants. Aucune prestation ne doit être imposée par la maison mère ;
- conformément aux dispositions des directives du 26 juin 2003, les gestionnaires de réseaux doivent décider en toute responsabilité de leurs investissements, pour répondre de façon non discriminatoire aux besoins de l'ensemble des utilisateurs de réseau, dans le cadre des enveloppes qui leur sont allouées.

Pour vérifier ces points, des audits menés par la CRE sont en cours. De manière générale, la CRE contrôle la mise en œuvre des engagements souscrits par les gestionnaires de réseaux d'électricité au titre de ces codes de bonne conduite.

La préservation de l'indépendance des gestionnaires de réseaux n'est pas assurée de façon certaine par le seul contenu des statuts adoptés, en raison de la nature même du lien qui unit une maison mère à sa filiale au sein d'un groupe intégré. Le comportement des parties prenantes à leur mise en œuvre sera dès lors essentiel pour aboutir au résultat prescrit par les directives du 26 juin 2003.

L'indépendance d'un gestionnaire de réseau est réduite par la faculté, résultant des lois applicables aux sociétés anonymes, pour tout actionnaire ou tout administrateur d'accéder en permanence à une information exhaustive pour exercer sa mission ou son mandat. Cette faculté ne peut, en l'état actuel du droit national, être limitée. Or, la protection des ICS est incompatible avec le fait que les administrateurs mandatés par un actionnaire peuvent toujours avoir accès à certaines informations et les lui rapporter.

La confusion d'image entre activités régulées et concurrentielles est préjudiciable. Gaz de France a fait le choix d'une identité visuelle proche pour ses activités concurrentielles de fourniture et ses activités régulées de gestionnaire de réseau de distribution.

Cette confusion est préjudiciable à la bonne compréhension par les clients de l'organisation du marché et de son fonctionnement.

La communication institutionnelle de ces groupes, quand elle ignore la séparation des activités, renforce cet effet.

La confusion peut conduire le client à penser qu'il encourt des risques en matière de qualité et continuité d'alimentation s'il change de fournisseur.

**TABLEAU N°10 : TABLEAU RECAPITULATIF DES INFORMATIONS DEMANDEES PAR LA DG TREN**

	Electricité	Gaz
Nombre de GRT	1	2
GRD	169	23
Application de la règle 100 000 clients	oui	oui
Séparation de propriété des GRT/GRD	aucun	aucun
Nombre de GRD avec moins de 100 000 clients	164	20
Séparation juridique des GRT	aucun	aucun
Nombre d'employés des gestionnaires de réseaux :		
GRT	RTE : 8 300	GRTgaz : 2 650 TIGF : 150
GRD	EDF : 48 000	<b>Gaz de France : 6 000</b> 22 autres GRD : moins de 800 au total
% de services partagés		
GRT	< 10 %	GRTgaz : 25 % TIGF : < 10 %
% d'employés partagés	0 %	0 %
Mise en œuvre de la séparation juridique		
GRT	oui	oui
GRD	non	non
Propriété du :		
GRT	100 % EDF	100 % Gaz de France 100 % Total
GRD	non pertinent	non pertinent
Séparation par rapport aux entités de production et de fourniture du groupe		
GRT	complète	complète
GRD	complète ou en cours	<b>complète</b>
Présentation comme entité séparée		
GRT	oui	<b>GRTgaz et TIGF : oui</b>
GRD	non	non
Publication de comptes séparés		
GRT	oui	oui
GRD	non	<b>oui</b>
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	non
Rôle du <i>compliance officer</i>	aucun	aucun
Sanctions possibles de la part du régulateur	oui	oui

\*  
\* \*

## 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>13</sup> dans les importations est croissante.

Le tableau ci-dessous donne les importations et production par zones de gestionnaires de réseaux de transport mesurées au cours de douze mois du 1<sup>er</sup> juin 2006 au 31 mai 2007.

**TABLEAU N° 11 : IMPORTATIONS ET PRODUCTION DE GAZ PAR ZONES**

(Quantités en Gm <sup>3</sup> )	Ensemble des fournisseurs	Fournisseurs alternatifs <sup>(1)</sup>	
<b>Flux de gaz, par zones de GRT (y compris les transits et les exportations)</b>			
<u>Zone Gaz de France réseau Transport</u>			
Importations	51,15	3,50	6,84%
Production	0,03	-	-
<u>Zone TIGF</u>			
Alimentations à partir des zones Gaz de France réseau Transport	1,44		
Production	1,01	-	-

Source : CRE, d'après données Gaz de France Réseau Transport - Total Infrastructures Gaz France

Les capacités d'importations sont présentées sur le tableau n° 15.

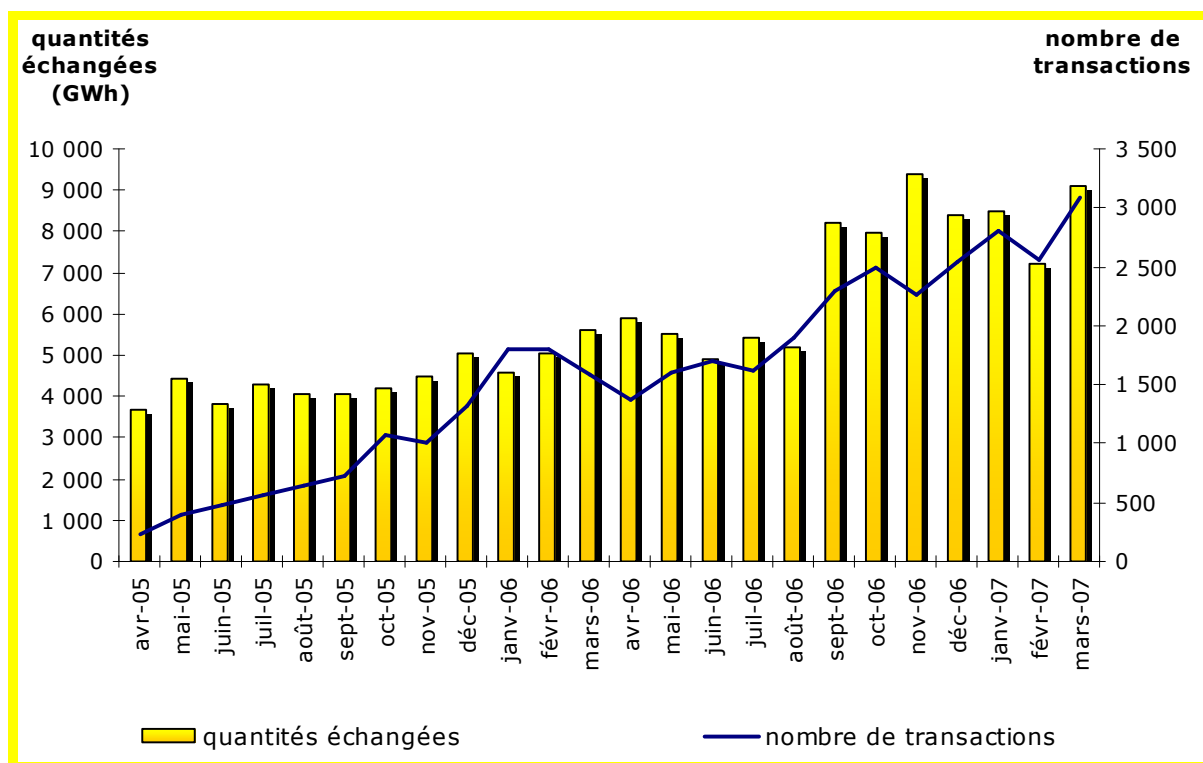
Les 2 fournisseurs historiques, Gaz de France et Total, assurent à eux deux 92,2 % des importations. Les trois plus gros fournisseurs du marché en représentent environ 95,0 %. Douze compagnies étrangères sont actives sur le marché de gros.

Les points d'échange de gaz (PEG) ont été mis en place au début de l'année 2004 par Gaz de France 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. Les transactions y sont effectuées au jour le jour et peuvent résulter d'engagements à plus long terme.

Le gaz vendu dans le cadre du programme de cession temporaire de gaz, est livré au PEG Sud par Gaz de France et au PEG Sud-Ouest par Total.

<sup>13</sup> Les fournisseurs alternatifs sont les fournisseurs autres que les fournisseurs historiques (Gaz de France, Tegaz et les ELD).

**FIGURE N°6 : NOMBRE DE TRANSACTIONS ET QUANTITES ECHANGEES AUX PEG**



Sources : CRE d'après les données des GRT

Les volumes échangés au premier trimestre 2007 ont augmenté de 69% par rapport à la même période de l'année 2006.

### 1.2 Programme de *gas release*

Le marché du gaz connaît en France une disparité géographique liée à l'origine des approvisionnements et aux contraintes de réseau. La concurrence s'est d'abord développée dans le Nord et l'Est de la France. En effet, le gaz disponible pour venir concurrencer les approvisionnements à long terme des opérateurs historiques provient aujourd'hui essentiellement des gisements du Nord de l'Europe. Pour pallier cet inconvénient, et à la demande de la CRE, Gaz de France et TOTAL ont mis en place fin 2004 des programmes de mise à disposition temporaire de gaz (*gas release*) dans le Sud de la France pour favoriser le développement de la concurrence.

Les conditions de mise à disposition ont fait l'objet de la délibération de la CRE du 15 avril 2004 :

- Gaz de France met à disposition 15 TWh (1,4 Gm<sup>3</sup>) par an pendant trois ans (soit 45 TWh, 4 Gm<sup>3</sup>) au point d'échange Sud, dont au moins 6 TWh par an par vente aux enchères, ce qui représente environ 15 % des quantités de gaz vendues dans cette zone aux clients éligibles ;
- Total met à disposition 1,1 TWh (0,1 Gm<sup>3</sup>) par an pendant trois ans (soit 3,3 TWh, 0,3 Gm<sup>3</sup>) au point d'échange Sud-Ouest par vente aux enchères.



Toutes les quantités offertes ont été vendues. Seize sociétés ont participé aux enchères organisées par Gaz de France le 22 octobre 2004. Les 12 lots mis en vente ont été attribués à Distrigaz, Gas Natural et Total. Par ailleurs, Gaz de France a vendu 9 TWh (0,8 Gm<sup>3</sup>) de gré à gré à BP, Distrigaz, Gas Natural et EDF.

Huit sociétés ont participé aux enchères organisées par Total le 27 octobre 2004. Seuls 5 des 10 lots mis en vente ont été acquis, par EDF et Iberdrola, au prix de réserve fixé par Total. Total a vendu de gré à gré le reste des quantités prévues, début 2005, à Distrigaz.

Les adjudicataires des lots ont la possibilité d'adapter la montée en régime de leurs enlèvements à leurs besoins.

Les livraisons de gaz ont commencé le 1<sup>er</sup> janvier 2005. En raison de la possibilité offerte aux acquéreurs de choisir la date de démarrage des contrats, les livraisons s'arrêteront progressivement au cours de l'année 2008.

## 2 Le marché de détail

### 2.1 Les éligibles

Au 1<sup>er</sup> juillet 2007, tous les clients français peuvent exercer leur éligibilité. Nous ne disposons pas, à l'heure actuelle, de statistiques relatives à cette échéance. Par conséquent, ce paragraphe a trait uniquement au marché éligible avant le 1<sup>er</sup> juillet 2007 (marché non-résidentiel).

L'ouverture du marché français du gaz a connu plusieurs étapes :

- à partir d'août 2000, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle de gaz supérieure à 237 GWh et de tous les producteurs d'électricité ou producteurs simultanés d'électricité et de chaleur quelque soit leur niveau de consommation annuelle ;
- à partir d'août 2003, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle de gaz supérieure à 83 GWh ;
- à partir de juillet 2004, tous les consommateurs finals non-résidentiels peuvent librement choisir leur fournisseur de gaz. Cela représente au 1<sup>er</sup> avril 2007, 688 000 sites et une consommation annuelle de gaz de 382 TWh.

Les clients éligibles ont le choix entre 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.

### Encadré n°9 : segmentation de la clientèle éligible au 1<sup>er</sup> avril 2007

Afin d'assurer le suivi du marché de détail, la CRE a défini une segmentation de la clientèle éligible en gaz :

**Transport** : sites raccordés au réseau de transport. Ces sites sont des grands sites industriels (environ 1 000). Ce segment représente moins de 1 % des sites en nombre mais 45 % de la consommation de gaz naturel des éligibles.

**Distribution** : sites raccordés au réseau de distribution. Ce segment représente 99% des sites et 55 % de la consommation des éligibles.

Rappel : Les sites résidentiels ne font pas partie du marché éligible au 1<sup>er</sup> avril 2007. Les producteurs d'électricité représentent des volumes peu importants (35,6 TWh en 2006<sup>14</sup>), ils ne sont pas distingués du reste des sites.

## 2.2 Les parts de marché

Au 1<sup>er</sup> avril 2007, la part de marché des fournisseurs alternatifs, rapportée au nombre de sites éligibles, est de 7,4 % (soit environ 15,4 % du volume de consommation éligible). Ce chiffre masque une réalité disparate sur les différents segments. Ainsi la pénétration des fournisseurs alternatifs est limitée sur le segment des sites moyens :

**TABLEAU N°12 : PARTS DE MARCHÉ DES FOURNISSEURS ALTERNATIFS (EN NOMBRE DE SITES, AU 1<sup>ER</sup> AVRIL 2007)**

Tous sites	Transport	Distribution
7,4 %	17 %	7,4 %

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

La part de marché des 3 fournisseurs les plus significatifs de chaque segment s'élève à :

- 95% (tous segments) ;
- 89 % (segment des sites raccordés au réseau de transport) ;
- 95 % (segment des sites raccordés au réseau de distribution).

Les fournisseurs étrangers en France regroupent l'ensemble des fournisseurs de droit étranger actifs sur le marché français ainsi que les fournisseurs de droit français dont l'actionnaire principal est un fournisseur de droit étranger.

Au 1<sup>er</sup> avril 2007, huit fournisseurs étrangers approvisionnent 4,9% des sites raccordés au réseau de transport contre moins de 0,01% des professionnels raccordés au réseau de distribution.

### B. ANALYSE EN TERME DE VOLUME DE CONSOMMATION

La part de marché en volume des 3 fournisseurs les plus significatifs de chaque segment s'élève à :

- 88% (tous segments) ;
- 84% (segment des sites raccordés au réseau de transport) ;
- 92% (segment des sites raccordés au réseau de distribution).

<sup>14</sup> Source DGEMP.

Les fournisseurs étrangers alimentent 10 % de la consommation des sites raccordés au réseau de transport et moins de 1% de la consommation des sites raccordés au réseau de distribution.

## 2.3 Les fournisseurs

### C. FOURNISSEURS HISTORIQUES

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

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

### D. FOURNISSEURS AYANT UNE ACTIVITE DE GESTIONNAIRE DE RESEAU

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

Gaz De France, ainsi que les vingt-trois ELD ont une activité de gestionnaire de réseau de distribution (GRD).

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

Au 1<sup>er</sup> avril 2007, cinq fournisseurs alternatifs actifs ainsi que Gaz de France et Total ont des activités d'exploration-production. Ces activités sont majoritairement localisées à l'étranger (sauf pour Total).

## 2.4 Le changement de fournisseur

Des procédures standard ont été établies afin d'organiser le changement de fournisseur. Ces procédures ne sont pas définies par la loi. Elles sont le fruit d'une concertation engagée par les différents acteurs du secteur (clients finaux, fournisseurs, distributeurs, transporteurs, administration). 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

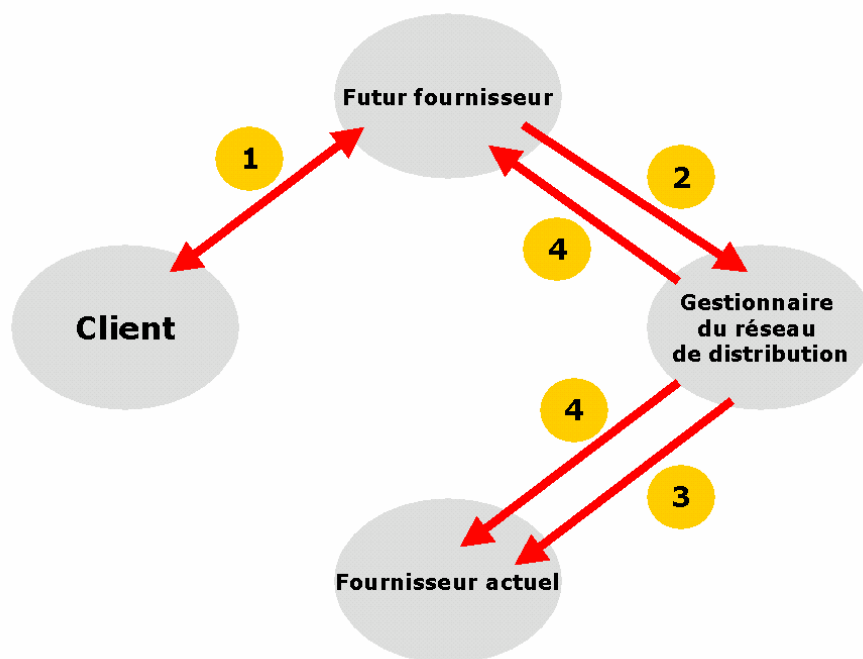
Dans le cadre d'un contrat unique, qui couvre à la fois les conditions de la fourniture de gaz naturel et celles de son acheminement par le gestionnaire du réseau public de distribution, le changement de fournisseur se déroule de la façon suivante :

- le client conclut un contrat avec son futur fournisseur et signe notamment une «*attestation de changement 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 gestionnaire de réseau de distribution accuse réception de la demande :
  - il vérifie la recevabilité de la demande (cohérence des informations techniques) ;
  - il informe le fournisseur actuel du client ;

- le gestionnaire du réseau de distribution estime les index de bascule du client :
  - 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.

**FIGURE N° 7 : PROCEDURE 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 (vérification de la recevabilité d'une demande) si :

- un changement de fournisseur est déjà en cours, suite à une demande antérieure ;
- une fraude a été constatée sur les installations de comptage.

## 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, doit avoir lieu dans un délai de 21 jours.

## D. COÛTS 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, transposant la Directive 98/30/CE du Parlement Européen

et du Conseil du 22 juin 1998, et définissant les règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel, 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 du 7 décembre 2006 introduisant l'article L.121-89 dans le Code de la consommation instaure, 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. »

## 2.5 Les prix de détail

Le tableau suivant présente la décomposition de la facture de clients type Eurostat<sup>15</sup> aux tarifs réglementés de vente de gaz appliqués par Gaz de France au 1<sup>er</sup> juillet 2007.

La facture ne fait pas apparaître cette décomposition, les tarifs réglementés étant des tarifs intégrés composés d'un abonnement et d'une part variable.

Depuis le 1<sup>er</sup> janvier 2006, les charges relatives aux retraites des agents des industries électriques et gazières sont financées par une contribution tarifaire (CTA) distincte du tarif d'acheminement. Cette contribution est néanmoins toujours intégrée dans le tarif réglementé de vente de gaz et n'apparaît pas sur les factures.

**TABLEAU N°13 : FACTURE AUX TARIFS REGLEMENTES DE VENTE DE GAZ DE FRANCE AU 1<sup>ER</sup> JUILLET 2007 (€/MWh)**

	Client D3	Client I1	Client I4
Part approvisionnement (Coût d'approvisionnement moyen entre juillet 2006 et juin 2007)	20,9	20,9	20,1
Part transport	2,4	2,0	1,0
Part distribution	10,9	7,2	1,3
Part stockage	2,8	2,0	0,04
Prélèvements réglementaires sur les frais de réseaux (CTA)	0,9	0,2	0,02
Coûts commerciaux <sup>(2)</sup>	5,43	5,32	0,12
Facture hors TVA aux tarifs réglementés au 1 <sup>er</sup> juillet 2007	43,33	37,62	22,58
TVA	7,74	7,16	4,40
Facture TTC aux tarifs réglementés au 1 <sup>er</sup> juillet 2007	51,07 (tarif B1)	44,78 (tarif B2I)	26,98 <sup>(1)</sup> (tarif STS)

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

\*

<sup>15</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.

\* \*

## **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.

### **1 Electricité**

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

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

##### **A. LES PICS DE DEMANDE D'ELECTRICITE**

Selon RTE, la consommation maximale en 2006 a été de 86 280 MW le 27 janvier 2006 à 18h58, ce qui est aussi le record historique de consommation instantanée.



## B. LE MIX ENERGETIQUE

Selon RTE, la puissance maximale installée en France s'élève à 108,5 GW. Ce chiffre n'inclut pas les capacités de production mises en arrêt définitif ou raccordées aux réseaux de distribution (7,5 GW). Le mix énergétique est le suivant :

**TABLEAU N°14 : LE MIX ENERGETIQUE DE LA FRANCE**

Filière	Energie produite en 2006	Variation 2006/2005	Part du mix énergétique
Nucléaire	428,7 TWh	- 0,3 %	78,1 %
Thermique classique	54 TWh	- 9,6 %	9,8 %
Hydraulique	60,9 TWh	+ 8,4 %	11,1 %
Autres énergies renouvelables	5,5 TWh	+ 27,7 %	1 %

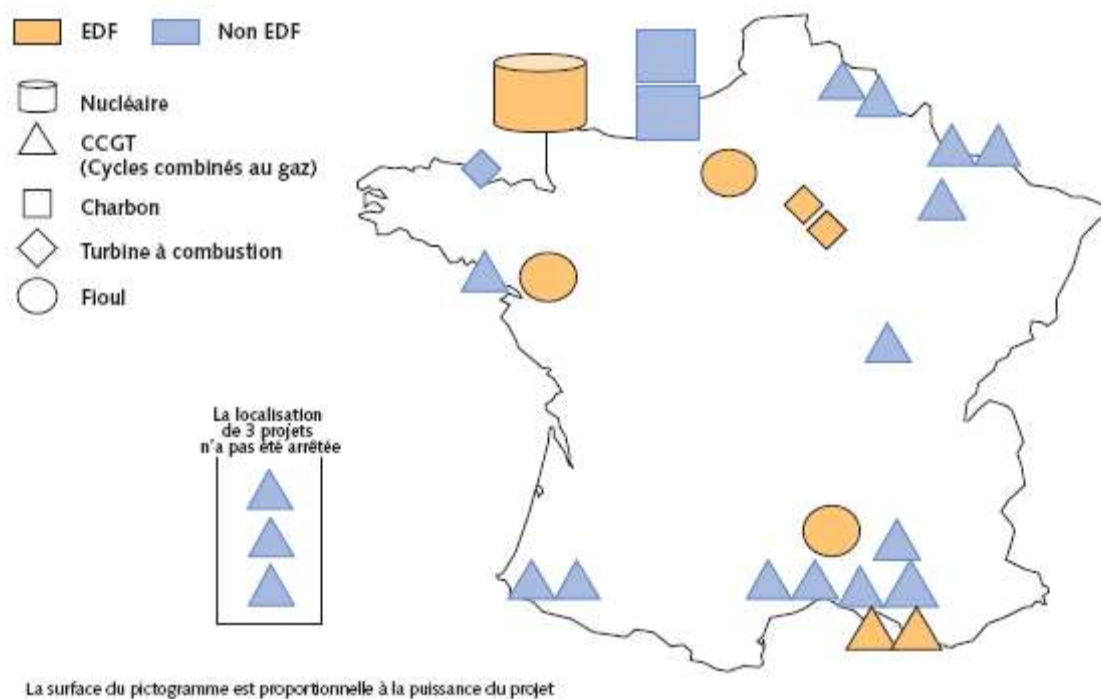
Source : données publiques RTE

Selon RTE, 1 000 MW de capacités de production (essentiellement thermique) ont été retirés d'exploitation en 2006. Il s'agit majoritairement de centrales thermiques classiques d'EDF. Cette baisse a été compensée par le raccordement de 1220 MW de nouveaux moyens de production (dont 610 MW de capacités de production éolienne et 355 MW de capacités de production par cogénération).

## 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.

**FIGURE N° 8 : PROJETS DE CENTRALES DE PRODUCTION DE PLUS DE 100 MW ANNONCÉS EN FRANCE**



Source : CRE

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. Il s'agit pour la plupart des projets de turbines à cycles combinés au gaz (CCGT), mais des projets de centrales au charbon et au fioul sont également envisagés. Si l'aboutissement de certains projets est incertain, 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 ».

Auparavant assurée notamment par EDF, sous le contrôle de l'État, la programmation des investissements de production électrique (PPI) est devenue une prérogative d'État, qui s'exerce dans les conditions définies par l'article 6 de la loi du 10 février 2000 :

« 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. Cette programmation est établie de manière à laisser une place aux productions décentralisées, à la cogénération et aux technologies nouvelles. Cette programmation fait l'objet d'un rapport présenté au Parlement par le ministre chargé de l'énergie dans l'année suivant tout renouvellement de l'Assemblée nationale. [...]

Pour élaborer cette programmation, le ministre chargé de l'énergie s'appuie notamment sur le schéma de services collectifs de l'énergie et sur un bilan prévisionnel pluriannuel établi au

*moins tous les deux ans, sous le contrôle de l'État, par le gestionnaire du réseau public de transport. Ce bilan prend en compte les évolutions de la consommation, des capacités de transport, de distribution et des échanges avec les réseaux étrangers ».*

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 de 232 MW de capacité ;
- 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) ;
- un appel d'offres portant sur des installations de production d'électricité utilisant l'énergie issue de la biomasse a été lancé en 2006. Il porte sur une capacité de 300 MW.

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. LES DISPOSITIFS VISANT A ASSURER UNE CAPACITE DISPONIBLE PERMETTANT DE REpondre A LA DEMANDE**

En premier lieu a été créé le dispositif de responsable d'équilibre, lequel est financièrement responsable des écarts constatés a posteriori dans son périmètre d'équilibre. Le règlement de ces écarts est effectué sur la base du prix des ajustements réalisés dans le but de maintenir l'équilibre production/consommation et ne peut être inférieur à la dernière référence de prix de marché disponible et crédible, à savoir le prix horaire établi la veille sur la bourse Powernext. Ce dispositif a pour but d'inciter les acteurs à ne jamais se placer volontairement en écart négatif, c'est-à-dire en déficit d'injections au regard des soutirages prévus.

Pour compléter ce dispositif, outre des prévisions de consommation et des données relatives à la production, les informations suivantes sont publiées par RTE :

- Une analyse prévisionnelle de l'équilibre offre/demande pour les périodes estivale et hivernale est publiée en début de période étudiée. Les conclusions de ces analyses sont présentées sous la forme du niveau d'export admissible, au regard du critère de sécurité retenu<sup>16</sup>, à chacune des pointes de consommation hebdomadaires ;

<sup>16</sup> 1% de chances de devoir faire appel à des moyens exceptionnels, c'est-à-dire en dehors du champ de fonctionnement normal du mécanisme d'ajustement

- La marge disponible à la pointe de consommation du lendemain est comparée à la marge requise au regard du critère de sécurité retenu ;
- Des indicateurs d'alerte sont envoyés lorsque le risque de délestage est important. Lorsque le risque de délestage est supérieur à 50%, un message d'alerte est envoyé aux pouvoirs publics et aux producteurs. Lorsque le risque de délestage est proche de 100%, un message d'alerte est envoyé au grand public.

L'écart résiduel du système, somme des écarts des responsables d'équilibre, est résorbé grâce au mécanisme d'ajustement. Les producteurs français raccordés au réseau de transport doivent mettre à disposition de RTE dans leurs offres sur le mécanisme d'ajustement la totalité de la puissance non utilisée techniquement disponible. Les consommateurs français ainsi que des acteurs étrangers<sup>17</sup> peuvent également remettre des offres sur le mécanisme d'ajustement s'ils le souhaitent.

Par ailleurs, RTE a signé avec des gestionnaires de réseaux de transport voisins<sup>18</sup> des contrats de secours auxquels RTE peut faire appel en cas d'offres sur le mécanisme d'ajustement insuffisantes pour rétablir l'équilibre du système.

## 1.2 Les projets d'infrastructures

### Le renforcement des capacités d'échange France-Espagne

La capacité commerciale de transit entre la France et l'Espagne se situe aujourd'hui à environ 1 600 MW. Le taux d'interconnexion de la péninsule ibérique est parmi les plus bas d'Europe. Il est très loin des recommandations formulées par le Sommet européen de Barcelone en 2002 (10 % de la consommation nationale soit 4 000 MW).

L'objectif actuellement poursuivi par les gestionnaires de réseau de transport est de porter la capacité à 2 800 MW, puis, dans un second temps, à 4 000 MW.

Le renforcement de l'interconnexion consistait initialement en deux volets : le renforcement de la ligne électrique existante Baixas/La Gaudière, et la construction d'un ouvrage transfrontalier entre Baixas et Bescanos. Si le renforcement Baixas/La Gaudière a passé avec succès le stade de la concertation locale en 2003, il n'en a pas été de même du second volet.

De nouvelles études approfondies ont donc été menées par RTE afin d'établir des options complémentaires au projet initial. RTE a transmis les solutions envisageables au Ministère de l'Industrie en vue de déterminer le nouveau projet à présenter à la concertation locale.

La date de mise en service du projet, déjà repoussée à plusieurs reprises, est aujourd'hui fixée à 2012 pour un budget estimé à 162 M€.

<sup>17</sup> Cette possibilité existe pour les acteurs intervenant sur les frontières avec l'Allemagne, l'Espagne, la Grande-Bretagne, l'Italie et la Suisse

<sup>18</sup> Elia, EnBW, National Grid, Swissgrid et Terna

## 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 des services du Ministère de l'Industrie, de l'Economie et des Finances.

Les capacités fermes d'importation par point d'entrée sont données dans le tableau ci-dessous :

**TABLEAU N°15 : CAPACITES D'IMPORTATION PAR POINT D'ENTREE**

Point d'entrée (capacités ferme totales)	MWh/j	Gm <sup>3</sup> /an
TAISNIERES H	590 000	17,4
DUNKERQUE	555 000	16,4
OBERGAILBACH	430 000	12,7
FOS / MER	220 000	6,4
MONTOIR	370 000	10,9
TAISNIERES B (gaz B, PCS de 9,8 kWh/m <sup>3</sup> )	230 000	8

Source : GDF RT en MWh/j et en Gm<sup>3</sup>/an (avec 340 jours d'utilisation et un PCS de 11,5 kWh/m<sup>3</sup>)

La capacité d'importation totale en France est d'environ 70 Gm<sup>3</sup>/an.

La capacité de stockage en France est de 11,7 Gm<sup>3</sup>, soit 132 TWh (volume utile), représentant 26 % de la consommation annuelle.

### 2.2 Les projets d'infrastructures

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 du gaz ce qui est préjudiciable à la concurrence entre fournisseurs. La réalisation d'une interconnexion avec l'Espagne et la mise en service du terminal méthanier de Fos Cavaou permettront d'améliorer cette situation et de développer les marchés régionaux de gaz. Par ailleurs, GRTgaz met en œuvre un programme d'investissement qui permettra de supprimer les congestions et de fusionner les zones Ouest, Nord et Est de son réseau au 1<sup>er</sup> janvier 2009. GRTgaz a publié son plan d'investissement à 10 ans.

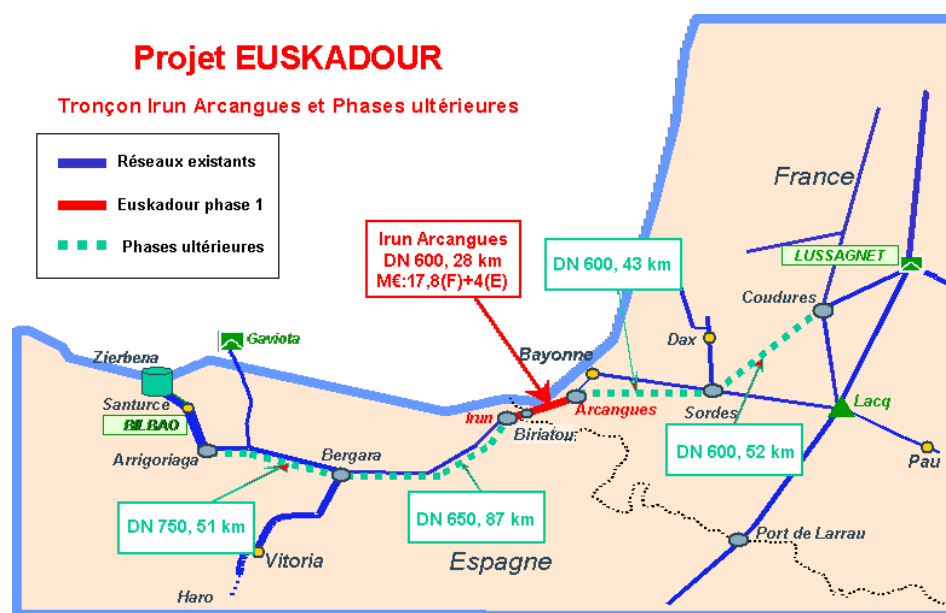
#### A. SUPPRESSION DE CONGESTION DANS LA ZONE NORD

GRTgaz a lancé un programme d'investissement visant à supprimer les congestions dans le nord de la France, afin de permettre la fusion des zones Ouest, Nord et Sud au 1er janvier 2009. Ce programme d'investissement s'élève à 310 M€.

## B. LE PROJET EUSKADOUR

Le projet Euskadour est une canalisation permettant de relier le terminal méthanier de Bilbao aux stockages de Lussagnet et d'Izaute, dans le Sud-Ouest. La phase 1 du projet consiste en une canalisation de 28 km reliant Irun (Espagne) à Arcangues (Pyrénées Atlantiques). Cette nouvelle interconnexion avec l'Espagne a été mise en service en juin 2006.

FIGURE N° 9 : PROJET EUSKADOUR



Source : TIGF

## C. LE TERMINAL METHANIER DE FOS CAVAU

Avec l'implantation d'un nouveau terminal méthanier à Fos Cavaou, la France contribue à l'augmentation des capacités d'importation de GNL (gaz naturel liquéfié) en Europe. Ce terminal sera opéré par la Société du Terminal Méthanier de Fos Cavaou dont les actionnaires sont Gaz de France (70 %) et Total (30 %). D'une capacité de 8,25 Gm<sup>3</sup>/an, soit près de 20 % de la consommation française de gaz naturel, ce nouveau terminal sera mis en service au 1<sup>er</sup> semestre 2008.

10 % des capacités sont réservées à des tiers pour une période de 3 ans. Quatre sociétés ont souscrit ces capacités : Essent, Distrigaz, Eni et EDF. Elles ont désigné EDF comme porteur du contrat avec l'opérateur du terminal.

La mise en service du nouveau terminal méthanier de Fos Cavaou nécessite, pour assurer le raccordement de ce terminal au réseau de transport de GRTgaz, la réalisation d'une canalisation de transport entre le terminal et la station d'interconnexion et de compression de Saint-Martin-de-Crau (Bouches du Rhône), ainsi que le renforcement de celle-ci, pour un montant total de 78 M€.

#### D. PROJET D'EXTENSION DU TERMINAL DE MONTOIR

Gaz de France a annoncé, en décembre 2006, un projet d'extension du terminal méthanier de Montoir, conformément aux engagements pris par Suez et Gaz de France auprès de la Commission européenne dans le cadre du projet de fusion. Deux scénarios sont à l'étude :

- la mise en service d'un regazéifieur, qui permettrait de porter la capacité du terminal de 10 Gm<sup>3</sup>/an à 12,5 Gm<sup>3</sup>/an, en 2011 ;
- la construction d'un quatrième réservoir, qui permettrait de porter la capacité du terminal à 16,5 Gm<sup>3</sup>/an, en 2014.

Le choix du scénario sera fait en fonction de la réponse du marché, à l'issue de la procédure « d'open season », pour laquelle Gaz de France a conclu les inscriptions en avril 2007.

#### E. PROJET DE RENFORCEMENT DE L'ARTERE DE GUYENNE (GIRONDE – LANDES)

La mise en service du terminal méthanier de Fos Cavaou, le développement des interconnexions avec l'Espagne et celui des capacités de stockage dans le sud-ouest de la France conduiront à un changement de régime des flux de gaz dominants sur le territoire français.

Pour faire face à ces nouveaux flux de gaz, il est nécessaire de développer des capacités de transport de gaz dans le sens « sud vers nord » et de renforcer certains ouvrages en conséquence.

La solution technique retenue, qui permet une optimisation globale des investissements, est le renforcement de l'artère de Guyenne, dont une partie est incluse dans le réseau de GRTgaz et l'autre dans celui de TIGF. Le projet, d'un montant total compris entre 320 et 360 M€ (65 M€ pour GRTgaz et entre 255 et 295 M€ pour TIGF), se décompose en trois phases et permettra de porter, à terme, la capacité de l'artère de Guyenne à 380 GWh/j dans le sens sud-nord.

La 1<sup>ère</sup> phase a été décidée et sera mise en service en octobre 2008. Elle correspond à la mise en service du terminal de Fos Cavaou et augmentera la capacité de l'artère de Guyenne de 200 GWh/j dans le sens nord-sud (entrée TIGF depuis GTRgaz).

#### F. EXTENSION DES CAPACITES D'IMPORTATION A OBERGAILBACH

Le point d'entrée Obergailbach, relié avec l'Allemagne via le gazoduc Megal, sert principalement à acheminer du gaz originaire des champs de production russes.

Le besoin d'une augmentation à terme des capacités d'acheminement au point d'entrée d'Obergailbach est apparu à l'occasion de différentes demandes non engageantes émanant d'expéditeurs ou des gestionnaires du réseau de transport amont, et de la propre analyse de GRTgaz sur l'évolution des flux de gaz en Europe.

À l'heure actuelle, la capacité d'entrée ferme commercialisée s'élève à 430 GWh / j. Fin 2004, les actionnaires de Megal ont décidé de développer les capacités de sortie côté allemand. En conséquence, GRTgaz a initié en mai 2005 un appel au marché afin de déterminer le besoin de capacités additionnelles en entrée côté français.

À la suite de cette procédure, GRTgaz a décidé de renforcer le point d'entrée Obergailbach pour offrir des capacités fermes d'entrée de 550 GWh/j à fin 2008 et 620 GWh/j à fin 2009.

## G. L'OPEN SEASON FLUXYS / GRTGAZ

Le point d'entrée Taisnières est relié à deux gazoducs situés en Belgique et permet l'importation de gaz provenant 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 Fluxys et GRTgaz se sont engagés à trouver des solutions permettant de lever les difficultés constatées. Des premières mesures ont été présentées lors d'un atelier de travail « interconnexions gazières », qui s'est tenu à la CRE le 11 mai 2007 dans le cadre des initiatives régionales de l'ERGEG.

En outre, sur le plus long terme, GRTgaz et Fluxys ont annoncé de façon coordonnée le 26 avril 2007 le lancement d'une consultation portant sur les besoins de capacités additionnelles de transit de gaz depuis la Belgique vers la France. Les expéditeurs intéressés ont jusqu'au 31 juillet 2007 pour faire part de leurs demandes non-engageantes et jusqu'au 30 novembre 2007 pour indiquer les demandes engageantes. À partir des résultats de cette consultation, GRTgaz et Fluxys pourront, le cas échéant, décider d'un renforcement des capacités d'interconnexion pour une mise à disposition du marché prévue le 1er novembre 2011. Les consultations de GRTgaz et de Fluxys se tiendront respectivement sous le contrôle des régulateurs français et belges.

## H. LES INTERCONNEXIONS FRANCO-ESPAGNOLES

Le 6 février 2007, dans le cadre de l'initiative régionale sud de l'ERGEG, Enagas, GRTgaz et TIGF ont présenté un plan indicatif d'investissements permettant de développer les interconnexions entre la France et l'Espagne à l'horizon 2010 - 2011.

Ce plan indicatif, qui suppose la réalisation des phases 2 et 3 de l'artère de Guyenne, et le renforcement du point d'interconnexion Larrau, permettra des importations physiques de gaz d'Espagne vers la France à hauteur d'environ 3 Gm<sup>3</sup>/an en 2010 et 5 Gm<sup>3</sup>/an en 2011.

Parallèlement à ce développement, les transporteurs travailleront avec les régulateurs concernés afin de concevoir les modalités d'attribution coordonnées, transparentes et non discriminatoires des capacités ainsi créées.

\*  
\* \*



## 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 de la directive

Les dispositions de l'annexe A de la directive étaient, 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 complété le Code de la consommation par la création d'une 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.

Enfin, concernant le point relatif à la gratuité du changement de fournisseur, l'article 83 de la loi n° 2005-781 du 13 juillet 2005 de programme fixant les orientations de la politique énergétique prévoit, qu'en électricité, 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.

Cependant, dans le cas des 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 l'article 37 de la loi du 3 janvier 2003.

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: les consommateurs en difficulté peuvent bénéficier d'un service de maintien de l'énergie (puissance souscrite minimum de 3 kVA) et d'une aide au paiement des factures en liaison avec les services sociaux, à travers le fonds de solidarité pour le logement, alimenté par EDF et les ELD. De plus, la loi du 5 mars 2007 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, relatif à la tarification spéciale de l'électricité comme produit de première nécessité, se rapporte à la « tarification spéciale de l'électricité comme produit de première nécessité ». Dans le cadre du service public de l'électricité, 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.

Une partie du coût supporté par les fournisseurs au titre de ces missions de service public fait l'objet d'une compensation par la Contribution au service public de l'électricité (CSPE).

## 2 La réglementation des prix appliqués à l'utilisateur final

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

Un client disposant d'une offre de marché sur un site ne peut plus disposer d'une offre réglementée sur ce site (principe de non-réversibilité).

- Tout client disposant d'une offre réglementée sur un site peut la conserver sur ce site
- Tout client emménageant dans un site antérieurement occupé peut disposer d'une offre réglementée si le dernier occupant de ce site disposait d'une offre réglementée
- Tout client emménageant dans un site nouvellement créé (bâtiment neuf) peut demander, avant le 1er juillet 2010, à disposer d'une offre réglementée en électricité.

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).

La loi du 7 décembre 2006<sup>19</sup> ouvre un nouveau choix pour le client. Les clients ayant souscrit une offre de marché en électricité peuvent, en effet, demander à leur fournisseur le tarif réglementé transitoire d'ajustement de marché (TaRTAM), pendant une durée maximale de deux ans. Cette demande peut être formulée entre le 5 janvier 2007 et le 1er juillet 2007.

Ce tarif s'applique de plein droit pour une durée de deux ans à compter de la date à laquelle la demande est formulée. Il est égal au tarif réglementé de vente hors taxes majoré de 23 % pour les tarifs verts, 20 % pour les tarifs jaunes et 10 % pour les tarifs bleus<sup>20</sup>.

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 2000 MW, soit EDF et la Compagnie Nationale du Rhône (CNR).

Au 1<sup>er</sup> juillet 2007, environ 2 500 sites ont demandé le TaRTAM.

## 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.

Ils sont composés :

- d'une part réseau, égale à la somme du tarif d'utilisation des réseaux fixé par la décision du 25 septembre 2005 (TURP2) et de la contribution tarifaire acheminement (CTA) ;
- d'une part fourniture, qui doit rémunérer les activités de production et de commercialisation d'électricité.

La CRE considère que, comme la loi l'impose, la part fourniture des tarifs bleus en vigueur, qui sont applicables aux clients résidentiels et aux petits professionnels, permet de couvrir les charges du fournisseur EDF et de financer les investissements nécessaires à cette activité, notamment grâce à la baisse en 2006 du tarif d'utilisation des réseaux publics. Les tarifs jaunes et verts, applicables aux moyens et grands sites, ne permettent pas d'atteindre ces objectifs.

<sup>19</sup> Loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie

<sup>20</sup> Tarifs bleus : puissance souscrite  $P \leq 36$  kVA – tarifs jaunes :  $36$  kVA <  $P \leq 250$  kVA – tarifs verts :  $P > 250$  kVA

Le contrat de service public entre EDF et l'Etat, signé en octobre 2005, prévoit que la hausse des tarifs aux clients résidentiels ne sera pas supérieure à l'inflation pendant les cinq premières années. Aucune périodicité d'évolution des tarifs n'est fixée.

## 2.2 Gaz

Les tarifs réglementés de vente de gaz naturel sont appliqués par Gaz de France, Tegaz et les entreprises locales de distribution. Ils sont spécifiques à chaque fournisseur.

Ils intègrent sans les identifier :

- le coût d'approvisionnement en gaz ;
- le coût d'utilisation des réseaux de transport et de distribution (le cas échéant) ;
- le coût de la modulation (utilisation des stockages pour répondre à la saisonnalité des consommations) ;
- les frais de commercialisation.

Depuis juin 2006, les avis de la CRE sur les évolutions des tarifs de vente réglementés ont été suivis par le Gouvernement, à l'exception de 2 avis défavorables du 28 mars 2007.

Il existe deux types de tarifs réglementés.

### A. LES TARIFS A SOUSCRIPTION

Les tarifs à souscription s'appliquent aux consommateurs de gaz directement raccordés au réseau de transport de gaz et aux clients raccordés à un réseau de distribution qui consomment plus de 4 GWh par an.

Les tarifs à souscription sont révisés 4 fois par an (1<sup>er</sup> janvier, 1<sup>er</sup> avril, 1<sup>er</sup> juillet et 1<sup>er</sup> octobre).

Les mouvements des tarifs à souscription sont proposés par les fournisseurs et sont applicables directement dès lors que le Gouvernement, après avoir recueilli l'avis de la CRE, ne s'y oppose pas.

### B. LES TARIFS EN DISTRIBUTION PUBLIQUE

Les tarifs en distribution publique concernent l'ensemble des clients raccordés à un réseau de distribution, consommant moins de 4 GWh par an. Gaz de France représente environ 96 % des ventes pour ces tarifs, et les entreprises locales de distribution de gaz naturel, environ 4 %.

Les modalités d'évolution des tarifs en distribution publique sont définies par l'arrêté du 16 juin 2005. Cet arrêté prévoit des hausses trimestrielles pour les ELD. L'évolution trimestrielle des tarifs de Gaz de France a été supprimée par l'arrêté du 28 avril 2006, qui a modifié l'arrêté du 16 juin 2005. Aucune fréquence d'évolution des tarifs n'est fixée pour ce fournisseur.

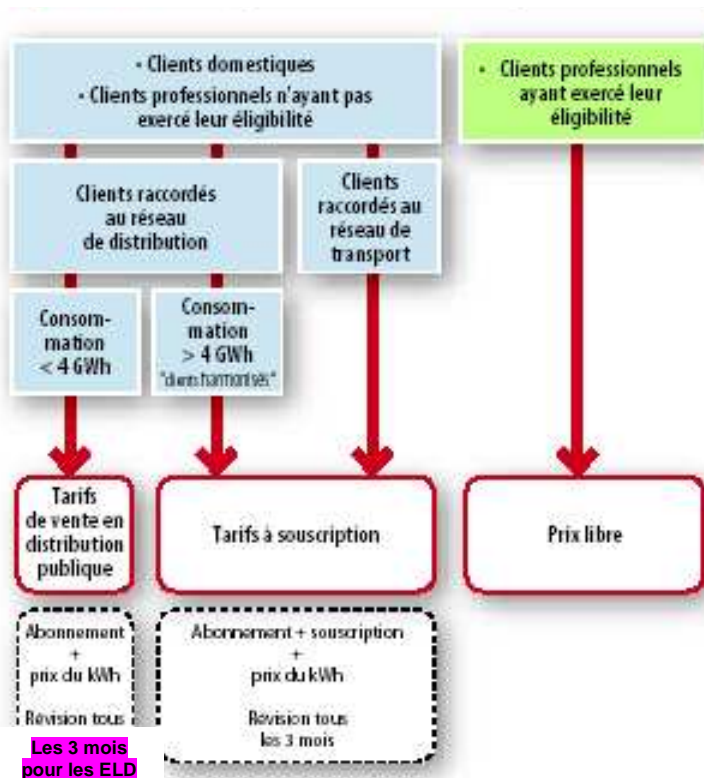
Les fournisseurs déposent leur projet de barème auprès des ministres chargés de l'économie et de l'énergie, en mettant la CRE en copie, 21 jours avant la date du mouvement.

Après avis de la CRE sur saisine des ministres, les ministres peuvent demander aux fournisseurs concernés de modifier leurs propositions de barèmes pour tenir compte de l'avis de la CRE.

Les évolutions tarifaires prennent en compte les évolutions des coûts d'approvisionnement, ces coûts étant évalués pour chaque fournisseur par une formule propre, et les évolutions des coûts hors approvisionnement.

Le calcul des coûts d'approvisionnement pour un mois donné M est égal à la moyenne de la formule appliquée sur les 6 mois précédant le mois considéré avec un mois de décalage (mois M-7 à M-2).

FIGURE N° 10 : TARIFS REGLEMENTES DE VENTE DE GAZ NATUREL



\*  
\* \*