



COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE

Rapport transmis à la DG TREN
Juillet 2009

SOMMAIRE

I .	Présentation de la Commission de régulation de l'énergie	1
1	Principales missions.....	1
2	Principaux pouvoirs du Collège	1
II .	La régulation du marché de l'électricité	3
1	Les échanges transfrontaliers d'énergie.....	3
1.1	Les initiatives régionales : des progressions différentes	3
1.2	Les moyens d'action en vue de l'intégration des marchés.....	5
2	La régulation de l'accès aux réseaux de transport et de distribution.....	10
2.1	Les tarifs d'accès aux réseaux	10
2.2	L'information mise à disposition des demandeurs de raccordements.....	11
2.3	La qualité de service des réseaux d'électricité	11
2.4	L'ajustement	13
2.5	Les principes de dissociation comptable	17
2.6	Indépendance des gestionnaires de réseaux publics	20
III .	Le fonctionnement du marché français de l'électricité	23
1	Le marché de gros	23
1.1	Production - consommation.....	23
1.2	Les prix de marché day-ahead	24
1.3	Les marchés organisés.....	25
1.4	Le marché OTC	25
1.5	Le négoce transfrontalier	26
2	Le marché de détail.....	33
2.1	Les consommateurs.....	33
2.2	Les parts de marché	35
2.3	Les fournisseurs	36
2.4	Les gestionnaires de réseaux	37
2.5	Le changement de fournisseur	37
2.6	Les prix de détail.....	39
2.7	Les questions et les réclamations des consommateurs.....	41
2.8	Relations contractuelles entre les clients et les fournisseurs	43
3	Mesures visant à éviter les abus de position dominante	46
3.1	Marché de gros	46
4	Actions pour abus de position dominante	49
4.1	L'affaire Solaire Direct.....	49
IV .	La régulation du marché du gaz naturel	50
1	Le développement des initiatives régionales dans le gaz	50
2	Gestion et allocation de la capacité d'interconnexion	53
2.1	Les congestions sur le réseau de transport.....	53
2.2	Mécanismes visant à faire face à la congestion.....	54

3	La régulation des activités des sociétés de transport et de distribution	60
3.1	Nombre de gestionnaires de réseaux	60
3.2	Les tarifs d'accès aux réseaux	62
3.3	L'équilibrage	68
3.4	Les principes de dissociation comptable	70
3.5	Indépendance des gestionnaires de réseaux publics	72
V	Le fonctionnement du marché français du gaz.....	76
1	Le marché de gros	76
1.1	Etat des lieux	76
1.2	Les marchés organisés.....	77
1.3	Le marché OTC	77
1.4	Les livraisons aux PEGs.....	78
2	Le marché de détail.....	79
2.1	Les consommateurs.....	79
2.2	Les parts de marché	80
2.3	Les fournisseurs	81
2.4	Les gestionnaires de réseaux	82
2.5	Le changement de fournisseur	82
2.6	Les prix de détail.....	84
2.7	Questions et les réclamations.....	85
3	Mesures visant à éviter les abus de position dominante	88
3.1	Marché de gros	88
3.2	Marché de détail.....	88
VI	Sécurité de l'approvisionnement	91
1	Electricité	91
1.1	La situation actuelle.....	91
1.2	Les projets d'infrastructures	96
2	Gaz.....	98
2.1	La situation actuelle.....	98
2.2	Les projets d'infrastructures	103
VII	Questions relatives au service public	108
1	Résumé des dispositions applicables	108
1.1	pour la mise en œuvre d'un système d'étiquetage	108
1.2	pour l'application des critères visés à l'annexe A des directives.....	108
1.3	pour le traitement des clients vulnérables	109
1.4	pour la fourniture de secours	110
2	La réglementation des prix appliqués à l'utilisateur final.....	110
2.1	Electricité.....	114
2.2	Gaz	114

Liste des tableaux

TABLEAU N°1 : INDICE D'HERFINDAHL-HIRSCHMAN (HHI) DES MARCHES D'AJUSTEMENT A LA HAUSSE ET A LA BAISSSE	16
TABLEAU N°2 : LE PRIX DES ECARTS	16
TABLEAU N°3 : STRUCTURE DU MARCHÉ FRANÇAIS	24
TABLEAU N°4 : DIFFERENTIEL MOYEN ENTRE LES OFFRES A L'ACHAT ET LES OFFRES A LA VENTE	26
TABLEAU N°5 : CAPACITES D'IMPORT ET D'EXPORT ENTRE LA FRANCE ET LES PAYS VOISINS EN 2008 (EN MW)	26
TABLEAU N°6 : CORRELATIONS DES PRIX ENTRE LA FRANCE ET LES PAYS VOISINS (SPOTJ+1)	27
TABLEAU N°7 : ECART DE PRIX MOYEN ENTRE LA FRANCE ET LES PAYS VOISINS (SPOTJ+1)	28
TABLEAU N°8 : ECART DE PRIX MOYEN ENTRE LA FRANCE ET LES PAYS VOISINS (FORWARD ANNUEL Y+1)	28
TABLEAU N°9 : REPARTITION DE LA CONSOMMATION ANNUELLE DES CONSOMMATEURS FINALS (AU 31 DECEMBRE 2008)	33
TABLEAU N°10 : PARTS DE MARCHÉ (AU 31 DECEMBRE 2008)	35
TABLEAU N°11 : PARTS DE MARCHÉ DES 3 FOURNISSEURS HISTORIQUES LES PLUS SIGNIFICATIFS (AU 31 DECEMBRE 2008)	36
TABLEAU N°12 : PARTS DE MARCHÉ DES 3 FOURNISSEURS ALTERNATIFS LES PLUS SIGNIFICATIFS (EN NOMBRE DE SITES AU 31 DECEMBRE 2008)	36
TABLEAU N°13 : TAUX DE SWITCH EN 2008	39
TABLEAU N°14 : FACTURE AUX TARIFS REGLEMENTES DE VENTE D'ELECTRICITE AU 31 DECEMBRE 2008	39
TABLEAU N°15 : FRACTION DE CAPACITE FERME ANNUELLE RESTITUABLE POUR CHAQUE PEG	54
TABLEAU N°16 : TABLEAU RECAPITULATIF DES INFORMATIONS DEMANDEES PAR LA DG TREN	74
TABLEAU N° 17 : IMPORTATIONS, EXPORTATIONS, ET PRODUCTION DE GAZ PAR ZONES	76
TABLEAU N°18 : REPARTITION DE LA CONSOMMATION ANNUELLE DES CONSOMMATEURS FINALS (AU 31 DECEMBRE 2008)	79
TABLEAU N°19 : PARTS DE MARCHÉ EN NOMBRE DE SITES (AU 31 DECEMBRE 2008)	80
TABLEAU N°20 : PARTS DE MARCHÉ EN NOMBRE DE SITES DES 3 FOURNISSEURS HISTORIQUES LES PLUS SIGNIFICATIFS (AU 31 DECEMBRE 2008)	81
TABLEAU N°21 : PARTS DE MARCHÉ EN NOMBRE DE SITES DES 3 FOURNISSEURS ALTERNATIFS LES PLUS SIGNIFICATIFS (AU 31 DECEMBRE 2008)	81
TABLEAU N°22 : FACTURE AUX TARIFS REGLEMENTES DE VENTE DE GDF SUEZ AU 31 DECEMBRE 2008 (€/MWH)	85
TABLEAU N°23 : LE MIX DE PRODUCTION ELECTRIQUE DE LA FRANCE (SOURCE : DONNEES PUBLIQUES DE RTE)	92
TABLEAU N°24 : LE PARC ELECTRIQUE INSTALLEE PAR SOURCE EN FRANCE (DONNEES PUBLIQUES DE RTE)	92
TABLEAU N°25 : L'ADEQUATION DU SYSTEME ET LE CRITERE DE SECURITE (SOURCE : PREVISIONS DE RTE)	95
TABLEAU N°26 : BILAN PHYSIQUE DU MARCHÉ FRANÇAIS EN 2008 EN COMPARAISON AVEC 2007 (EN TWH ET EN MTEP)	98

TABLEAU N°27 : VOLUMES DE GAZ UTILE EN % ET EN TWH DU 1^{ER} AVRIL 2006 AU 1^{ER} OCTOBRE 2008	100
TABLEAU N°28 : PRINCIPAUX PROJETS D'INFRASTRUCTURES GAZ (2008-2017)	103

Liste des illustrations

FIGURE N°1 : TEMPS ANNUEL DE COUPURE LONGUE SUBI PAR LES CLIENTS BT TOUTES CAUSES CONFONDUES EN MINUTES, A LA MAILLE DEPARTEMENTALE, EN 2007	12
FIGURE N° 2 : ÉVOLUTION DES PARTS DE MARCHÉ MENSUELLES POUR L'ÉNERGIE D'AJUSTEMENT A LA HAUSSE (EN %)	15
FIGURE N° 3 : ÉVOLUTION DES PARTS DE MARCHÉ MENSUELLES POUR L'ÉNERGIE D'AJUSTEMENT A LA BAISSÉ (EN %)	15
FIGURE N° 4 : ÉVOLUTION DES PRIX MOYENS PONDERES MENSUELS SUR LE MECANISME D'AJUSTEMENT FRANÇAIS ET DU PRIX DU MARCHÉ POWERNEXT (EN €/MWh)	17
FIGURE N° 5 : TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – ALLEMAGNE EN 2008	29
FIGURE N° 6 : TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – BELGIQUE EN 2008	30
FIGURE N° 7 : TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – GRANDE-BRETAGNE EN 2008	30
FIGURE N° 8 : TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – ESPAGNE EN 2008	31
FIGURE N° 9 : TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – ITALIE EN 2008	32
FIGURE N° 10 : TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – SUISSE EN 2008	33
FIGURE N° 11 : TYPOLOGIE DES SITES DE FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ AU 31 DECEMBRE 2008	35
FIGURE N° 12 : ÉNERGIE CONCERNÉE PAR LES QUESTIONS & RECLAMATIONS DE CONSOMMATEURS (ÉLECTRICITÉ / GAZ / ÉLECTRICITÉ & GAZ)	43
FIGURE N° 13 : RESEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL, TERMINAUX METHANIERS, STOCKAGES SOUTERRAINS ET ENTREPRISES LOCALES DE DISTRIBUTIONS	61
FIGURE N° 14 : L'ÉVOLUTION DU PRIX D'ÉQUILIBRAGE EN 2008	69
FIGURE N° 15 : VOLUME DES LIVRAISONS NETTES DE GAZ SUR LE MARCHÉ DE GROS FRANÇAIS	78
FIGURE N° 16 : TYPOLOGIE DES SITES DE FOURNITURE DE GAZ AU 31 DECEMBRE 2008	80
FIGURE N° 18 : ÉNERGIE CONCERNÉE PAR LES QUESTIONS & RECLAMATIONS DE CONSOMMATEURS (ÉLECTRICITÉ / GAZ / ÉLECTRICITÉ & GAZ)	87
FIGURE N° 19 : PROJETS DE CENTRALES DE PRODUCTION DE PLUS DE 100 MW ANNONCÉES EN FRANCE	93
FIGURE N° 20 : LOCALISATION DES GROUPEMENTS DE STOCKAGE ; CAPACITÉS, INJECTIONS ET SOUTIRAGES	99
FIGURE N° 21 : NOUVELLE CARTE DES GROUPEMENTS DE STOCKAGE	100
FIGURE N° 22 : PRINCIPAUX PROJETS FIGURANT DANS LES PROGRAMMES D'INVESTISSEMENTS DE GRTgaz ET TIGF	104
FIGURE N° 23 : ÉVOLUTION TARIFAIRES DE GDF SUEZ (BASE 100 JANVIER 2007)	116

Liste des encadrés

ENCADRE N°1 : ETAT D'AVANCEMENT DE LA REGION CENTRE-OUEST	4
ENCADRE N°2 : ETAT D'AVANCEMENT DE LA REGION CENTRE-SUD	4
ENCADRE N°3 : ETAT D'AVANCEMENT DE LA REGION SUD-OUEST	4
ENCADRE N°4 : ETAT D'AVANCEMENT DE LA REGION FRANCE – ROYAUME-UNI – IRLANDE	5
ENCADRE N°5 : EVALUATION DE LA GESTION DES CONGESTIONS AUX INTERCONNEXIONS EN 2008.	7
ENCADRE N°6 : ÉTAT D'AVANCEMENT DES TRAVAUX DE LA REGION NORD-OUEST (ALLEMAGNE, BELGIQUE, DANEMARK, FRANCE, GRANDE-BRETAGNE, IRLANDE, PAYS-BAS ET SUEDE)	51
ENCADRE N°7 : ÉTAT D'AVANCEMENT DES TRAVAUX DE LA REGION SUD (ESPAGNE, FRANCE, PORTUGAL)	53

Message du Collège



Si les marchés de l'électricité et du gaz restent dominés par les offres aux tarifs réglementés de vente, l'ouverture à la concurrence pour les consommateurs résidentiels a néanmoins connu une progression notable en 2008.

Sur le marché de détail résidentiel, la part de marché des fournisseurs alternatifs a fortement progressé au cours de l'année 2008 :

- en électricité, sur un total de 29,7 millions de sites, 692 000 étaient clients d'un fournisseur alternatif au 31 décembre 2008, contre 31 000 au 31 décembre 2007 ;
- en gaz, sur un total de 10,8 millions de sites, 416 000 étaient clients d'un fournisseur alternatif au 31 décembre 2008, contre 54 000 au 31 décembre 2007.

Cette progression se poursuit à un rythme soutenu au premier trimestre 2009 : le nombre de consommateurs résidentiels ayant souscrit une offre chez un fournisseur alternatif devrait ainsi franchir le seuil du million en électricité et celui du demi-million en gaz. Sur le marché de détail non résidentiel, l'ouverture à la concurrence s'est stabilisée en électricité, freinée notamment par l'existence du TaRTAM, et s'est poursuivie en gaz.

L'incertitude juridique qui pèse aujourd'hui sur les tarifs réglementés de vente limite la visibilité des opérateurs. La CRE attire l'attention du législateur sur la nécessité, à l'instar de ce qui se pratique dans les autres États membres concernés, de maintenir le principe de réversibilité sur le segment des consommateurs résidentiels tant que coexisteront des offres à prix de marché et des offres aux tarifs réglementés de vente. Le maintien de la réversibilité est nécessaire à la sécurisation du portefeuille clients des fournisseurs alternatifs. Elle doit, en outre, être accompagnée de mesures permettant le développement d'offres concurrentielles.

La CRE a contribué à une plus grande transparence dans l'élaboration des tarifs réglementés de vente de gaz naturel en publiant les éléments variables de la formule de calcul de l'évolution des coûts d'approvisionnement de GDF Suez. Elle a par ailleurs rendu un avis favorable sur un projet de décret qui permettrait une amélioration des procédures décisionnelles relatives à l'évolution des tarifs réglementés de vente de gaz. La CRE déplore le retard pris dans la publication de ce décret.

L'accès aux ressources dans des conditions compétitives constitue le principal défi auxquels sont confrontés les fournisseurs alternatifs. En effet, la concentration de la production en électricité et la concentration de l'accès aux ressources, en gaz, s'aggravent. De plus, les marchés de gros français de l'électricité et du gaz demeurent fortement concentrés, peu liquides et insuffisamment transparents. C'est d'ailleurs en raison de ces défauts structurels que le législateur a confié à la CRE la responsabilité de surveiller les marchés de gros. Le premier rapport de surveillance, portant sur l'année 2007, a été rendu public en janvier 2009.

L'année 2008 a été marquée par une activité tarifaire intense, qui a présenté une double caractéristique. D'une part, elle a porté sur la quasi-totalité des réseaux, qui ont désormais, ou vont avoir prochainement, de nouveaux tarifs ; d'autre part, ces nouveaux tarifs

bénéficient d'une innovation importante : l'introduction de mécanismes incitatifs encourageant les gestionnaires de réseaux à offrir aux consommateurs le service le plus performant au meilleur prix.

Le présent rapport d'activité expose la méthode financière qui préside à la mise en place du cadre de régulation des réseaux. Les niveaux tarifaires proposés sont fixés dans le but de couvrir notamment l'amortissement et la rémunération des capitaux investis. Le cadre de régulation tarifaire adopté par la CRE est conçu pour éviter les sous-investissements dans le réseau et il garantit aux utilisateurs qu'ils ne paieront que ce qui correspond aux investissements réalisés par les opérateurs. Dans le contexte actuel de crise économique et financière, ce cadre fournit de surcroît aux opérateurs une rémunération des capitaux engagés adaptée à un profil de risque limité. Ces éléments sont particulièrement propices à la prévisibilité des flux financiers. Des garde-fous sont néanmoins indispensables : il serait opportun que le régulateur puisse s'assurer que les décisions de l'actionnaire sont encadrées et n'affectent ni la solidité financière des opérateurs ni leur capacité à mener leurs programmes d'investissement. À cette fin, il serait utile de donner au régulateur la compétence d'approuver le montant global des investissements sur les réseaux de distribution d'électricité.

En complément du rôle essentiel des autorités concédantes et en concertation avec elles, cette compétence aurait un double avantage : elle permettrait de vérifier l'adéquation des investissements aux besoins et de s'assurer que les investissements pris en compte dans les tarifs d'utilisations des réseaux publics d'électricité sont effectivement réalisés.

Afin que la régulation des réseaux exerce son plein effet sur le bon fonctionnement des marchés, il est nécessaire que, conformément à la loi, les tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz intègrent la couverture des coûts liés à l'utilisation des réseaux et aux coûts de production ou d'approvisionnement en gaz naturel. Parallèlement, dans la perspective d'une information optimum des consommateurs, il est nécessaire que la facture du consommateur final distingue la part fourniture et la part réseaux.

Conformément au droit communautaire, l'énergie nécessaire à la couverture des pertes en ligne sur les réseaux d'électricité doit être achetée selon des procédures concurrentielles, non discriminatoires et transparentes, telles que des consultations publiques ou le recours à des marchés organisés. La loi française a fait le choix de confier la responsabilité de l'achat de ces pertes aux gestionnaires de réseaux. Compte tenu de l'importance des volumes en jeu, ces achats constituent un élément déterminant du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE). Dans le cadre de l'élaboration du TURPE 3, des demandes d'évolution du système actuel ont été exprimées, afin de réduire l'impact sur le tarif des achats liés aux pertes. C'est pourquoi la CRE a mis en place un groupe de travail « Pertes » composé d'experts reconnus, chargé de proposer des évolutions du dispositif de couverture des pertes en vue d'une prise en compte dans le cadre du TURPE 4.

Les nombreuses coupures intervenues lors de l'hiver 2008-2009, à la suite des fortes chutes de neige et des tempêtes, ont révélé le mauvais état des réseaux publics de distribution d'électricité lié à une insuffisance d'investissement pendant la période 1998-2005. Ces coupures ont confirmé l'urgence d'une augmentation significative des investissements. Cette exigence a été prise en compte dans la proposition de TURPE 3 élaborée par la CRE. Toutefois, afin de faire le point sur l'ensemble des besoins de réhabilitation des réseaux de distribution et sur la politique de maintenance, la CRE a jugé nécessaire de mettre en place un groupe de travail « Qualité de la distribution de l'électricité », dont les conclusions seront présentées à l'automne 2009.

Les objectifs de maîtrise de la demande d'énergie et de lutte contre le réchauffement climatique fixés par le paquet énergie-climat et le « Grenelle de l'environnement », doivent être transcrits dans le signal-prix. En électricité, l'horosaisonnalisation des tarifs d'utilisation des réseaux, engagée dans le cadre de TURPE 3, y contribue ; elle permet une variation plus forte de ces tarifs selon la période pendant laquelle l'électricité est consommée, et par suite une utilisation plus rationnelle de l'électricité. Dans une même logique, une refonte de la structure des tarifs réglementés de vente serait également nécessaire.

Le développement de systèmes de comptage électrique évolués, engagé à l'initiative de la CRE et mené sous son contrôle par ERDF, devrait constituer également une avancée majeure en matière de maîtrise de la demande d'énergie. Plus généralement, ces systèmes devraient façonner le marché de l'électricité à long terme : non seulement ils actualiseront ses potentialités d'ouverture à la concurrence en termes de diversité des offres, mais ils seront aussi des outils de modulation de la consommation et des outils de gestion optimale de flux de plus en plus décentralisés. La CRE sera particulièrement attentive à la neutralité de la gestion et de la communication d'ERDF sur ce projet.

L'objectif fixé à la France en matière d'électricité produite à partir de sources renouvelables conduit à un développement important de toutes les filières. Toutefois, ce développement doit être mené dans des conditions économiquement et écologiquement raisonnables. C'est pourquoi, dans son avis du 30 octobre 2008 relatif au projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité éolienne, la CRE s'est prononcée défavorablement sur ce tarif d'achat en raison de son niveau excessif. Il est par ailleurs impératif que l'intégration aux réseaux d'électricité de ces nouvelles sources de production, très souvent décentralisées, soit sûre et fiable. Dans cette perspective, la CRE travaille à l'évolution des règles d'exploitation du système électrique européen afin d'accueillir au mieux ces productions. Au niveau national, elle s'assure que les conditions juridiques, techniques et financières de leur raccordement aux réseaux sont bien réunies.

Les gestionnaires de réseaux sont au coeur du processus d'intégration des marchés, et leur indépendance constitue une des conditions essentielles du bon fonctionnement du marché intérieur de l'électricité et du gaz. L'année 2008 a vu la mise en place effective des gestionnaires de réseaux de distribution filialisés, achevant ainsi tardivement, pour la France, la transposition des directives de 2003 sur le marché intérieur de l'électricité et du gaz et le mouvement de séparation entre activités en concurrence et activités en monopole régulé que ces directives imposaient. Si le niveau d'indépendance atteint par les gestionnaires de réseaux français d'électricité et de gaz a pu être jugé jusqu'à présent satisfaisant, la CRE constate une dégradation de cette indépendance qu'elle ne peut que dénoncer.

Elle rappelle que les restrictions d'indépendance que les groupes intégrés imposent, à des degrés divers, à leurs filiales gestionnaires de réseaux, sur le plan financier ou sur le plan de la communication, sont inacceptables au regard des dispositions communautaires et nationales.

En conséquence, la CRE se réjouit que le troisième paquet sur le marché intérieur de l'électricité et du gaz, enfin adopté, clarifie et approfondisse les conditions d'indépendance des gestionnaires de réseaux. Les deux années pendant lesquelles ce troisième paquet a fait l'objet de débats ont parfois semblé dominées par la problématique des modalités de séparation, au sein des groupes verticalement intégrés, entre activités de transport et activités de production et de fourniture. En définitive, la séparation patrimoniale n'est que facultative et les modalités de séparation alternatives s'accompagnent du renforcement très

net du contrôle, par les autorités de régulation nationales, du respect des dispositions – comptables, managériales, déontologiques – garantissant l'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport (GRT). Les gestionnaires de réseaux de distribution sont également concernés par un renforcement du contrôle par les régulateurs.

La crise du gaz russo-ukrainienne, début 2009, a mis en exergue les difficultés causées par le manque d'interconnexions et l'isolement des différents marchés nationaux. Au demeurant, la simple juxtaposition de marchés nationaux, certes libéralisés, n'est pas satisfaisante : tant en gaz qu'en électricité, les interconnexions transfrontalières sont indispensables à la construction du marché intérieur de l'énergie. Dès lors, la création, prévue par le troisième paquet énergie, d'une Agence de coopération des régulateurs de l'énergie (ACER), constitue un pas supplémentaire vers une intégration accrue : opérationnelle dès 2010, l'ACER contribuera à la résolution des différends transfrontaliers et à l'instauration de nouveaux codes de réseaux harmonisés et juridiquement contraignants pour les GRT. Les différents textes du troisième paquet énergie confortent en outre le rôle fondamental des autorités de régulation nationales dans le processus de construction du marché intérieur : Celles-ci voient leur indépendance confortée et leurs compétences renforcées, en ce qui concerne la régulation des réseaux, le fonctionnement des marchés mais aussi la protection du consommateur.

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.

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

1 Principales missions

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

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

2 Principaux pouvoirs du Collège

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

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

des opérations de raccordement au réseau de distribution de gaz existant proposés au ministre par les gestionnaires de réseaux de distribution ;

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

En 2008, les compétences de la CRE ont été étendues aux domaines suivants :

- évaluer le montant des charges imputables au tarif spécial de solidarité du gaz ;
- approuver les règles d'allocation des capacités aux interconnexions électriques (cahier des charges de concession du réseau public de transport d'électricité¹);
- approuver les modèles de contrat d'accès au réseau public de transport d'électricité (cahier des charges de concession du réseau public de transport d'électricité) ;
- approuver les procédures de traitement des demandes de raccordement au réseau public de transport d'électricité (cahier des charges de concession du réseau public de transport d'électricité).

*
* *

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

II . La régulation du marché de l'électricité

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

Conformément à la directive 2003/54/CE, et depuis le 1^{er} juillet 2007, l'ensemble des consommateurs a la possibilité de choisir son fournisseur d'électricité. En France, le marché ouvert de l'électricité compte 33,5 millions de consommateurs pour une consommation annuelle de 485 TWh. Il s'agit du deuxième marché en Europe. Dans le prolongement de ce qui est fait pour l'ouverture des marchés aux professionnels le 1^{er} juillet 2004, la CRE assure le suivi de l'ouverture des marchés à l'ensemble des consommateurs. Pour cela, elle conduit 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

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

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

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

1.1 Les initiatives régionales : des progressions différentes

L'année 2008 aura été marquée par un effort d'harmonisation considérable et des améliorations importantes apportées aux règles d'allocation des capacités aux frontières françaises qui seront appliquées avec, notamment, la généralisation, à l'ensemble des interconnexions françaises, du mécanisme de revente automatique des capacités de long terme en journalier. Ce mécanisme permet aux détenteurs de capacités long terme de recevoir de façon automatique, en cas de non nomination, la valeur de ces capacités sur le marché des capacités journalières. De plus, la capacité offerte en journalier s'en voit augmentée, ce qui contribue à l'efficacité de l'utilisation des interconnexions.

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

Dans la région Centre-Ouest, les gestionnaires de réseaux ont créé une filiale commune, constituant une plateforme d'enchères unique pour la région (« *CASC-CWE* » pour « *Capacity Allocation Service Company for the Central West-European Electricity market* »), afin de faciliter les échanges transfrontaliers. Un jeu de règles unique devrait prochainement entrer en vigueur, avec toutes les fonctionnalités de la plate-forme CASC et une amélioration attendue de la fermeté des programmes d'échanges, dont le niveau avait été dégradé en 2007 sur la frontière France – Allemagne.

Par ailleurs, toutes les parties prenantes dans la région Centre-Ouest travaillent au projet de couplage des marchés, étendant à l'Allemagne le couplage existant depuis novembre 2006 entre la France, la Belgique et les Pays-Bas.

Le couplage des marchés constitue une cible identifiée par l'ERGEG pour la gestion des échanges du jour pour le lendemain. Le couplage entre les marchés français, belge et néerlandais (« *TLC* » pour « *Tri-Lateral Coupling* ») fait ses preuves depuis plus de deux ans : il a notamment permis une convergence des prix des trois marchés pendant 66 % du temps en 2008. La CRE estime à près de 400 millions d'euros par an le bénéfice collectif d'une extension du principe de couplage sur toutes les frontières françaises, dont le quart pour l'interconnexion France – Allemagne.

Le projet d'extension du TLC à l'Allemagne devrait être mis en œuvre en 2010. Plusieurs mois d'études poussées sont, en effet, encore nécessaires, en particulier à cause de la complexité de la modélisation du réseau électrique fortement maillé dans cette région.

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

Dans la région Centre-Sud, un second jeu commun de règles d'allocation pour l'ensemble des frontières italiennes a été approuvé par l'ensemble des régulateurs concernés et est entré en vigueur fin 2008.

Aujourd'hui, la création d'une plateforme unique d'allocation de capacités est en cours de discussion. Les GRT de la région ainsi que le GRT suisse devraient rejoindre la plateforme CASC d'ici 2011.

Un rapport sur la transparence a été rédigé par les régulateurs en 2008. Il offre une interprétation commune sur le degré de transparence qui devait être offert au marché. Ce rapport demande notamment aux gestionnaires de réseaux pour 2010 une plus grande transparence sur l'origine des contraintes limitant les capacités d'interconnexion.

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

Dans la région Sud-Ouest, un nouveau jeu commun de règles d'allocation des capacités de l'interconnexion France – Espagne est rentré en application le 1er juin 2009. La proposition des régulateurs d'introduire l'indemnisation au différentiel de prix (avec des plafonds) en cas de réduction des capacités allouées à long terme a été acceptée.

En ce qui concerne la transparence, les régulateurs de la région ont réalisé une analyse comparative sur la conformité des GRT avec l'article 5 de l'annexe au règlement 1228/2003. Un rapport a été présenté par les régulateurs et soumis à consultation publique. Les points de non conformité ont été présentés et les gestionnaires de réseaux ibériques et français se sont engagés à être complètement conformes en 2009.

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

Dans la région France-Royaume-Uni-Irlande, les gestionnaires de l'interconnexion anglais (NGIL) et français (RTE) travaillent à l'élaboration d'une nouvelle plateforme pour l'allocation des capacités de court et long termes, avec un jeu de règles conforme au règlement européen et harmonisé avec les règles en vigueur sur les autres frontières françaises. La consultation publique sur le nouveau jeu de règles s'est achevée le 11 mai 2009. Les règles ont été soumises aux régulateurs pour approbation et devraient entrer en application fin 2009. La question de la non-conformité des règles avec la position commune de l'ERGEG sur la fermeté des capacités nominées est toujours en discussion entre régulateurs.

Un projet concret de développement des échanges d'ajustement au sein de la région France-Royaume-Uni-Irlande est à l'étude depuis l'année 2007. Les gestionnaires de réseaux français (RTE) et britannique (National Grid) ont fait une proposition de modèle d'échanges d'ajustement sur l'interconnexion France-Angleterre. La CRE et le régulateur britannique (OFGEM) ont considéré que cette proposition permettait un accès réciproque aux marchés d'ajustement nationaux et allait favoriser l'efficacité économique et la concurrence sur chacun de ces marchés. Les régulateurs ont approuvé cette proposition en avril 2008. Finalement, les régulateurs doivent approuver le schéma de rémunération pour l'utilisation de l'interconnexion France-Angleterre dans le cadre de BALIT avant la mise en place du dispositif définitif. Il devrait être pleinement opérationnel à compter de novembre 2009.

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

A. ASSURER LA COHERENCE ET LA CONVERGENCE ENTRE LES DIFFERENTES INITIATIVES REGIONALES

La CRE assure la coprésidence du groupe de travail sur les initiatives régionales au sein de l'ERGEG (« ERI Task Force ») chargé de surveiller l'état d'avancement des travaux des différentes initiatives régionales électriques, de s'assurer de la cohérence et de la convergence entre les différentes régions ainsi que de définir une vision commune du futur marché européen de l'énergie. Dans ce but, l'ERGEG a publié en septembre 2008 son second rapport sur la cohérence et la convergence dans les initiatives régionales qui identifie, au sein de chaque région, les obstacles à la mise en œuvre de modèle-cible et propose des plans d'actions pour y remédier.

Le processus des initiatives régionales a, en effet, permis de dégager un consensus sur les grands principes des mécanismes de gestion des congestions, dont la mise en place permettrait une utilisation plus efficace des interconnexions en fonction des besoins exprimés par chaque marché.

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

En juin 2008, la CRE a publié son second rapport annuel sur la gestion et l'utilisation des interconnexions électriques. Ce rapport poursuivait un double objectif :

- dresser le bilan de la gestion des interconnexions en 2007, sous l'angle de l'efficacité économique des échanges transfrontaliers réalisés pour chaque échéance de temps (long terme, journalier, infra-journalier et ajustement) ;
- faire le point sur le modèle-cible retenu en Europe, dresser la liste des questions importantes à résoudre afin d'atteindre cet objectif. En effet, si les grands principes de ce modèle sont clairement établis, sa mise en œuvre concrète soulève de nombreuses questions.

A la suite de la publication de ce rapport, une consultation publique a été lancée et un *workshop* a été organisé par la CRE afin de recueillir l'opinion des utilisateurs des interconnexions. Les acteurs ont insisté sur le besoin d'harmonisation des règles d'allocation des capacités et souligné l'importance de la fermeté des capacités de long terme. Ils ont également demandé que la priorité soit accordée à la coordination des projets de couplage de marché avec l'élaboration d'une feuille de route européenne coordonnant les différents projets.

Encadré n°5 : Evaluation de la gestion des congestions aux interconnexions en 2008.

Capacités d'interconnexion disponibles en moyenne

NTC heures de pointe (MW)		Eté 2008	Hiver 2008/2009
Allemagne	Export	2500	2900
	Import	2400	2750
Angleterre	Export	2000	2000
	Import	2000	2000
Belgique	Export	2700	3200
	Import	1100	2200
Espagne	Export	1200	1400
	Import	500	500
Italie	Export	2400	2650
	Import	870	995
Suisse	Export	3000	3200
	Import	1400	2300

Rente de congestion

		Revenu brut total des enchères ² (M€)	Rente de congestion théorique (M€)	Ratio	Rappel 2007
Allemagne	Export	27,53	50,02	55 %	62 %
	Import	128,20	179,15	72 %	35 %
Angleterre	Export	180,73	-	-	-
	Import	24,76	-	-	-
Belgique	Export	21,04	33,02	64 %	147 %
	Import	4,29	3,86	111 %	61 %
Espagne	Export	39,97	57,33	70 %	82 %
	Import	28,59	25,21	113 %	101 %
Italie	Export	297,44	154,50	192 %	58 %
	Import	13,69	42,72	33 %	2 %
Suisse	Export	-	186,73	-	-
	Import	-	28,94	-	-

Sources : RTE, Powernext, EEX, Belpex, OMEL, IPEX – Analyse : CRE

En 2008, la part française des revenus bruts des enchères pour l'allocation des capacités d'interconnexion a atteint 382,5 M€ ; elle a donc crû légèrement par rapport à 2007. Conformément au règlement européen n°1228/2003, une part conséquente de la rente de congestion prévue pour la période tarifaire à venir sera consacrée aux investissements pour le développement des interconnexions.

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

Utilisation des interconnexions

	Pourcentage du temps où le différentiel de prix est inférieur à 1 €/MWh	Pourcentage du temps où le différentiel de prix est supérieur à 1 €/MWh, et où l'interconnexion :	
		n'est pas utilisée à son maximum	est utilisée à son maximum ³
Allemagne	10 %	76 %	14 %
Belgique	86 %	0 %	14 %
Espagne	6 %	70 %	24 %
Italie	9 %	68 %	22 %
Suisse	12 %	79 %	10 %
Angleterre (hors prix de marché) ⁴		60 %	40 %

Sources : RTE, Powernext, EEX, Belpex, OMEL, IPEX, SwissIX – Analyse: CRE

La mise en place du couplage de marché entre la France, la Belgique et les Pays-Bas a permis une utilisation optimale des capacités d'interconnexion entre la France et la Belgique. En effet, non seulement les prix de ces marchés convergent 86% du temps, mais surtout, lorsqu'un différentiel de prix apparaît, l'interconnexion est systématiquement utilisée à son maximum dans le sens de ce différentiel de prix.

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

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

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

		Estimation de la perte sociale (M€)	Total (M€)	Rappel 2007
Allemagne	Export	49	96	110
	Import	47		
Angleterre	Export	21	44	57
	Import	23		
Espagne	Export	3	33	21

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

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

	Import	30		
Italie	Export	12	129	47
	Import	116		
Suisse	Export	36	95	97
	Import	59		
Total :		396		332

Sources : RTE, Powernext, EEX, OMEL, IPEX, SwissIX, Platts – Analyse : CRE

La perte sociale liée à l'absence de couplage de marché, sur l'ensemble des interconnexions françaises, est en hausse avec une perte sociale totale estimée à 396 millions d'euros en 2008 contre 332 millions d'euros en 2007. A noter l'augmentation significative de la perte sociale liée à l'absence de couplage de marché sur l'interconnexion France-Italie (128 millions d'euros en 2008 contre 47 millions d'euros en 2007). Elle s'explique essentiellement par la faiblesse de l'utilisation des capacités d'import, en dépit du rapprochement des prix entre les deux marchés constaté au cours de l'année 2008.

Au sein de l'ERGEG, le groupe de travail « réseau et marché d'électricité » a piloté l'élaboration de deux documents :

- Le second rapport « *Compliance* », analysant en détail la conformité des mécanismes de gestion de la congestion aux interconnexions avec les prescriptions des textes communautaires ; ce rapport, soumis à consultation publique, a permis de mettre en exergue des sujets délicats comme la maximisation des capacités d'interconnexion et leur fermeté, le *redispatching* coordonné, la transparence des données relatives à la gestion des congestions ainsi que l'utilisation de la rente de congestion.
- La position de l'ERGEG sur la fermeté des capacités après l'étape de nomination ; suite à l'alerte de la CRE à la Commission européenne sur la gestion de l'interconnexion franco-allemande, l'ERGEG s'est prononcé en faveur de la fermeté physique des capacités après l'étape de nomination, ou, à défaut, de leur fermeté financière.

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

La CRE participe activement à l'élaboration d'un cadre pour l'intégration des marchés d'ajustement.

En 2006, l'ERGEG a soumis pour la première fois à consultation publique des orientations sur l'intégration des marchés d'ajustement. Les acteurs ont été nombreux à partager l'idée que devait être mieux prise en compte l'interaction des marchés d'ajustement avec le marché infra-journalier et les réserves automatiques. L'ERGEG a donc lancé en 2007, avec la Commission européenne, une étude auprès de consultants sur le sujet. En novembre 2008, la réunion de présentation du rapport final de l'étude a réuni les consultants, la Commission européenne, l'ERGEG ainsi que des représentants des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité. Les résultats de cette étude ont été utilisés par l'ERGEG afin de compléter ses orientations sur l'intégration des marchés d'ajustement. Ce travail se poursuivra en 2009 avec le lancement d'une seconde consultation publique et la publication de ses orientations.

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

Le second rapport *Compliance* de l'ERGEG a insisté sur la nécessité de mettre en place des mécanismes incitatifs afin que les gestionnaires de réseaux maximisent les capacités d'interconnexion.

La Commission européenne est allée plus loin en proposant que les autorités de régulation nationales donnent aux gestionnaires de réseaux des incitations de court et long terme pour accélérer l'intégration des marchés.

Ainsi, la mise en place de mécanismes incitatifs *ad hoc* pour maximiser le niveau des capacités d'interconnexion, mais pour aussi accélérer la mise en place des mécanismes cibles, est à l'étude au sein de l'ERGEG. A ce titre, un sous-groupe de travail, piloté par la CRE, a été créé au sein du groupe de travail « Réseau et marché d'électricité ».

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.

Au cours de l'année 2008 la CRE a travaillé à l'élaboration d'une nouvelle proposition tarifaire qui a été transmise aux ministres le 31 octobre 2008.

Par décision du 19 décembre 2008, les ministres ont rejeté cette proposition tarifaire en souhaitant qu'y soient intégrés les deux éléments suivants :

- l'achèvement dès 2017 de la sécurisation mécanique⁵ du réseau public de transport ;
- une différenciation temporelle ou saisonnière des tarifs susceptible d'inciter les consommateurs à limiter leur consommation aux périodes de pointe de consommation.

En conséquence, les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité et plus généralement le cadre régulation n'ont pas été modifiés en 2008.

Une nouvelle proposition a été transmise par la CRE début 2009. Elle a été tacitement approuvée par les ministres et entrera en vigueur le 1^{er} août 2009.

⁵ A la suite des tempêtes qui ont traversé la France en décembre 1999, le ministre chargé de l'énergie a demandé au gestionnaire du réseau public de transport de mener un programme de sécurisation mécanique du réseau.

2.2 L'information mise à disposition des demandeurs de raccordements

La CRE a donné en 2008 son approbation aux barèmes de raccordement établis par les gestionnaires de réseaux publics de distribution. Ces barèmes permettent aux utilisateurs du réseau de spécifier leur demande de raccordement (puissance, type de raccordement) et présentent des formules qui déterminent le coût de leur raccordement de manière transparente et non discriminatoire.

2.3 La qualité de service des réseaux d'électricité

La CRE assure un suivi de la qualité des réseaux publics de distribution et de transport à travers des indicateurs comparables d'année en année portant sur l'ensemble des domaines de la qualité électrique, soit, la continuité d'approvisionnement, la qualité de l'onde de tension et la qualité de service (i.e. service rendu à l'utilisateur)

Ainsi depuis 2001, pour le réseau de transport, et depuis 2003, pour le réseau de distribution, la CRE a engagé l'élaboration de comptes rendus d'activités, présentant un ensemble d'indicateurs devant être renseigné périodiquement par les gestionnaires de réseaux.

Ce suivi permet de caractériser les performances des réseaux publics d'électricité, en s'attachant à :

- surveiller l'évolution des différents indicateurs ;
- d'en caractériser la tendance et de prévenir, le cas échéant, des éventuelles dégradations de la qualité ;
- apprécier les objectifs de qualité des textes réglementaires ;
- établir un parangonnage européen des indicateurs.

Au titre du dernier point précité, la CRE a participé en 2008 à la rédaction du « *quatrième Benchmarking report on quality of electricity supply* ». Ces travaux ont été réalisés sous l'égide du Conseil pour les régulateurs européens d'énergie (CEER) et du groupe européen de régulateurs pour l'électricité et le gaz (ERGEG).

A. LA QUALITE DU RESEAU DE DISTRIBUTION

Le contenu du compte rendu d'activités a été défini en octobre 2005. Les indicateurs de suivi ont été répartis selon plusieurs thèmes, dont les trois suivants concernent la qualité :

- 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.

Ces indicateurs ne sont pas significatifs à l'échelle nationale et sont, donc, pour la plupart renseignés à une échelle adaptée, soit, donc à une maille régionale ou à la maille de la concession. Ces données facilitent la détection de zones où la qualité de service est perfectible.

B. LA QUALITE DU RESEAU DE TRANSPORT

Le compte rendu d'activités de RTE a fait l'objet d'améliorations au cours de l'année 2005. Il inclut désormais un suivi des événements système significatifs (ESS), classés par gravité.

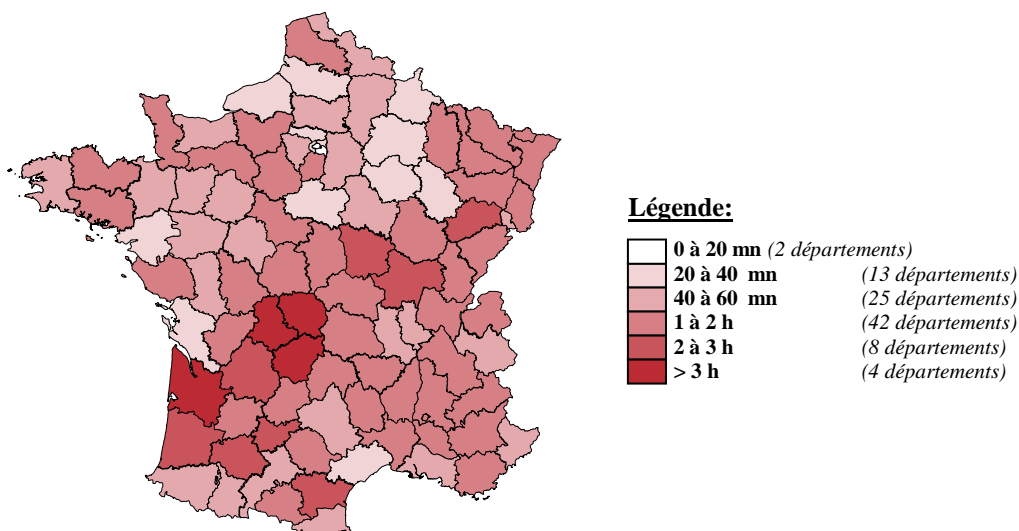
Les données recueillies par la CRE et relatives aux performances du réseau public de transport d'électricité sont réparties selon les thèmes suivants :

- la description de la clientèle ;
- la continuité de la fourniture et la qualité de l'onde de tension ;
- la qualité de service du gestionnaire, qui comprend la gestion des réclamations et des engagements liés à la démarche qualité.

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

Le temps annuel moyen de coupure (SAIDI), toutes causes confondues (TCC), est, pour l'année 2007, de 72.4 minutes par client raccordé en basse tension (BT), contre, 94,2 minutes en 2006.

FIGURE N°1 : TEMPS ANNUEL DE COUPURE LONGUE SUBI PAR LES CLIENTS BT TOUTES CAUSES CONFONDUES EN MINUTES, A LA MAILLE DEPARTEMENTALE, EN 2007



La fin de l'année 2008 a été marquée par d'importants incidents tant sur le réseau de transport que les réseaux de distribution. Ces événements auront un fort impact sur le temps de coupures annuel moyen pour l'année 2008.

La fréquence des coupures longues (SAIFI), toutes causes confondues (TCC) et toutes origines confondues est, en 2007, pour les clients raccordés en basse tension (BT), de 1,10 contre, 1,39 en 2006.

2.4 L'ajustement

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

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

En vertu de la loi n° 2000-108 du 10 février 2008 sur la modernisation et le développement du service public de l'électricité, la Commission de régulation de l'énergie approuve les règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au recouvrement des charges d'ajustement.

Après une période de concertation avec les acteurs de marché, RTE a rédigé une nouvelle version des règles qui a été approuvée par la CRE le 22 janvier 2009. Ce nouveau jeu de règles est entré en vigueur le 3 mars 2009, permettant ainsi de nombreuses améliorations.

- Définition d'un cadre de régulation pour les échanges d'ajustement réciproques entre GRT

Le mécanisme d'ajustement français est déjà ouvert aux acteurs étrangers ; ceux-ci peuvent déposer des offres à la hausse ou à la baisse auprès de RTE selon le modèle dit « acteurs – GRT ». Sous réserve de disponibilité de la capacité d'interconnexion, RTE active ces offres selon la préséance économique, sans discrimination par rapport aux offres des acteurs d'ajustement français. Cependant, les mécanismes en place ne permettaient pas des échanges réciproques.

Pour s'affranchir des défauts des mécanismes en place (dont le manque de réciprocité), les nouvelles règles définissent un cadre régulateur qui permet des échanges d'offres d'ajustement entre GRT, selon le modèle dit « GRT – GRT ». Un tel mécanisme a par ailleurs vu le jour le 3 mars 2009 entre les GRT français et anglais.

La mise en place de ces échanges devrait accroître les ressources à la disposition de RTE pour assurer l'équilibre du système, ainsi qu'accroître la concurrence et tirer les prix de règles des écarts vers le bas.

- Adaptation du processus de programmation en vue de l'extension du couplage de marché dans la région Centre – ouest

L'extension du couplage de marché journalier de la région Centre-Ouest à l'Allemagne aura pour effet de décaler l'heure de clôture de Powernext de 11h00 à 12h00. Afin de tenir compte de ce décalage, RTE propose de décaler l'heure limite d'accès au réseau (heure limite de transmission à RTE des programmes d'appel de la veille pour le lendemain) de 16h00 à 16h30 et l'heure de transmission des programmes d'appel anticipés de 14h30 à 15h00. Cette évolution prendra effet lors de la mise en place opérationnelle du couplage des marchés journaliers dans la région Centre-Ouest.

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

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

Le premier concerne les sites raccordés aux réseaux publics de distribution. Ces sites étant de faible puissance, les réductions de consommation consenties sur chacun d'entre eux n'ont, individuellement, qu'un impact très limité. Il est donc nécessaire d'agréger une multitude de sites et de coordonner les réductions de consommation. On parle dans ce cas d'effacements diffus. Le 5 décembre 2007, la CRE a approuvé un projet expérimental de valorisation des effacements diffus sur le mécanisme d'ajustement. Le déploiement des outils de communication et de contrôle de la consommation nécessaires à la mise en œuvre des effacements diffus est actuellement en cours chez des consommateurs

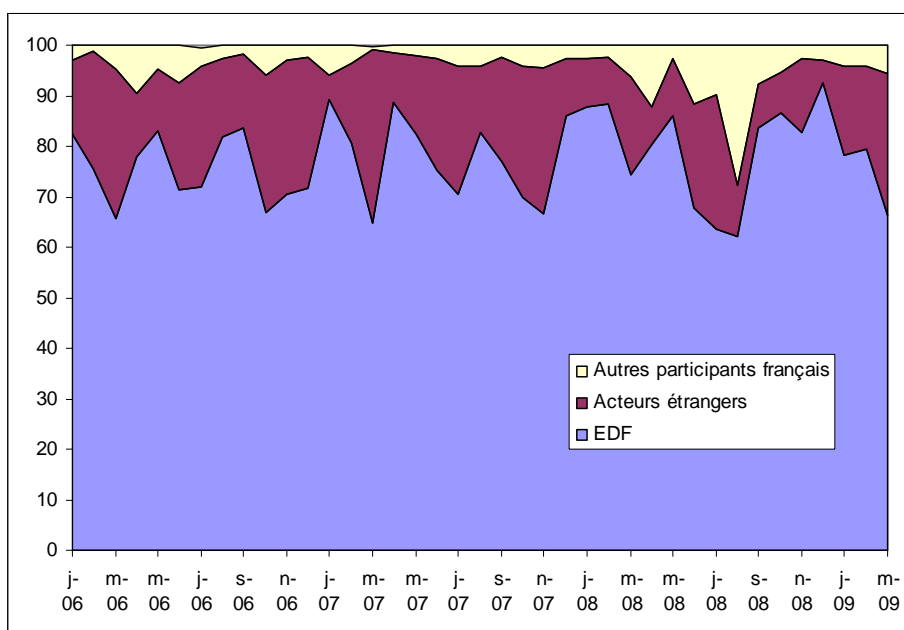
Le second projet concerne les sites raccordés au réseau public de transport. Le 2 avril 2008, la CRE a approuvé un projet de réservation contractuelle par RTE de puissance effaçable auprès de consommateurs raccordés au réseau public de transport. Un appel d'offres a été lancé au printemps 2008 visant à garantir la présence d'offres de consommateurs sur le mécanisme d'ajustement pour renforcer la sûreté du système et faciliter le passage des pics de consommation. Treize sociétés se sont portées candidates et six d'entre elles ont été retenues. En contrepartie d'une compensation financière, les consommateurs sélectionnés se sont engagés à offrir sur le mécanisme d'ajustement la puissance effaçable contractualisée en cas de sollicitation par RTE. Ces nouvelles ressources sont à disposition de RTE depuis le 1^{er} octobre 2008.

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

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

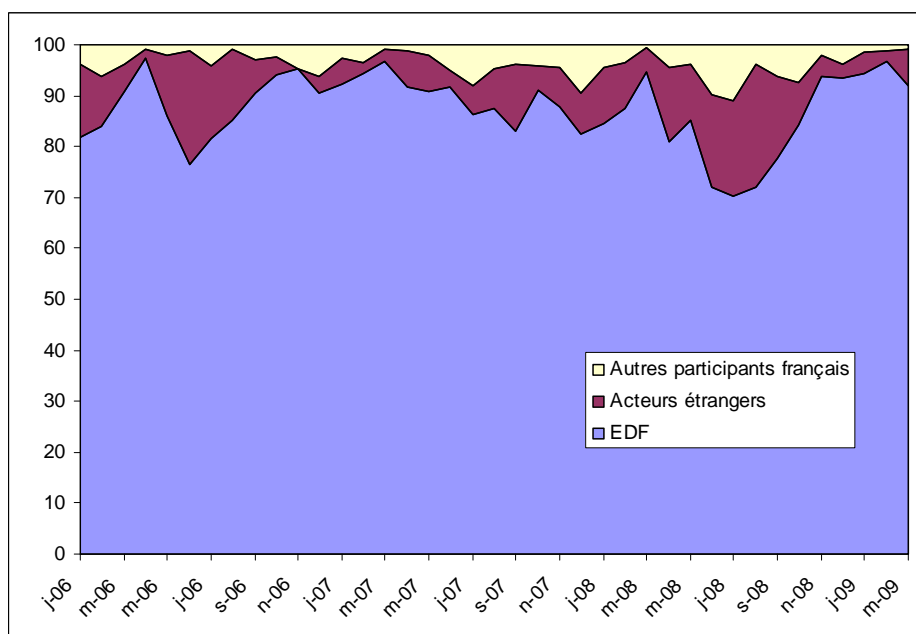
C'est pourquoi la CRE s'efforce de développer les échanges transfrontaliers d'ajustement et de promouvoir la participation des consommateurs au mécanisme d'ajustement. Bien que la participation des consommateurs reste marginale, les acteurs d'ajustement étrangers représentent quant à eux la principale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

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



Comme on peut l'observer sur le graphique ci-dessus, la part de marché d'EDF oscille autour de 80% de l'ajustement à la hausse, alors que les acteurs de marché étrangers fournissent entre 5 et 25% de l'énergie activée à la hausse. La participation des autres acteurs français dépassent rarement les 5%.

FIGURE N° 3 : ÉVOLUTION DES PARTS DE MARCHÉ MENSUELLES POUR L'ÉNERGIE D'AJUSTEMENT A LA BAISSSE (EN %)



La part de marché d'EDF atteint régulièrement 90% de l'ajustement à la baisse, alors que les acteurs de marché étrangers fournissent autour de 5% de l'énergie activée à la baisse. La participation des autres acteurs français dépassent rarement les 5%, sauf durant l'été 2008 où les acteurs allemands ont été particulièrement actifs et compétitifs. La participation des autres acteurs reste très limitée.

TABLEAU N°1 : INDICE D'HERFINDAHL-HIRSCHMAN (HHI) DES MARCHES D'AJUSTEMENT A LA HAUSSE ET A LA BAISSSE

HHI	Ajustement à la hausse	Ajustement à la baisse
2006	5600	7700
2007	6000	8100
2008	6500	7000

Lorsque l'indice HHI est supérieur ou égal à 1800, cela signifie que le marché est fortement concentré. La situation quasi-monopolistique d'EDF et la faiblesse de l'ouverture des marchés en France sont confirmées par ces très fortes valeurs. Par ailleurs, la concentration du mécanisme d'ajustement semble même s'accroître : la part de marché d'EDF a progressé entre 2006 et 2008, et l'acquisition d'Electrabel par Suez puis la fusion entre Suez et GDF ont concentré la concurrence d'EDF.

En conclusion, il apparaît comme évident que le marché de l'ajustement en France est fortement concentré. C'est une des raisons pour laquelle la CRE promeut les nouvelles initiatives qui peuvent améliorer la concurrence et travaille à l'intégration des marchés d'ajustement.

D. MECANISME DE CALCUL DES ECARTS ET DES PRIX ASSOCIES

Tout acteur voulant effectuer des transactions d'énergie utilisant le réseau de RTE doit signer un accord de rattachement à un responsable d'équilibre, entité en charge du paiement des écarts observés au sein de son périmètre.

Les écarts des responsables d'équilibre sont calculés sur chaque demi-heure de la journée, et définis comme la différence entre l'injection totale et le soutirage total sur leurs périmètres, comprenant d'une part la différence entre l'injection physique et le soutirage physique mesuré mais aussi la différence entre les transactions nationales d'achat/vente et les transactions d'import/export aux interconnexions déclarées.

Le prix des écarts est calculé de la façon suivante :

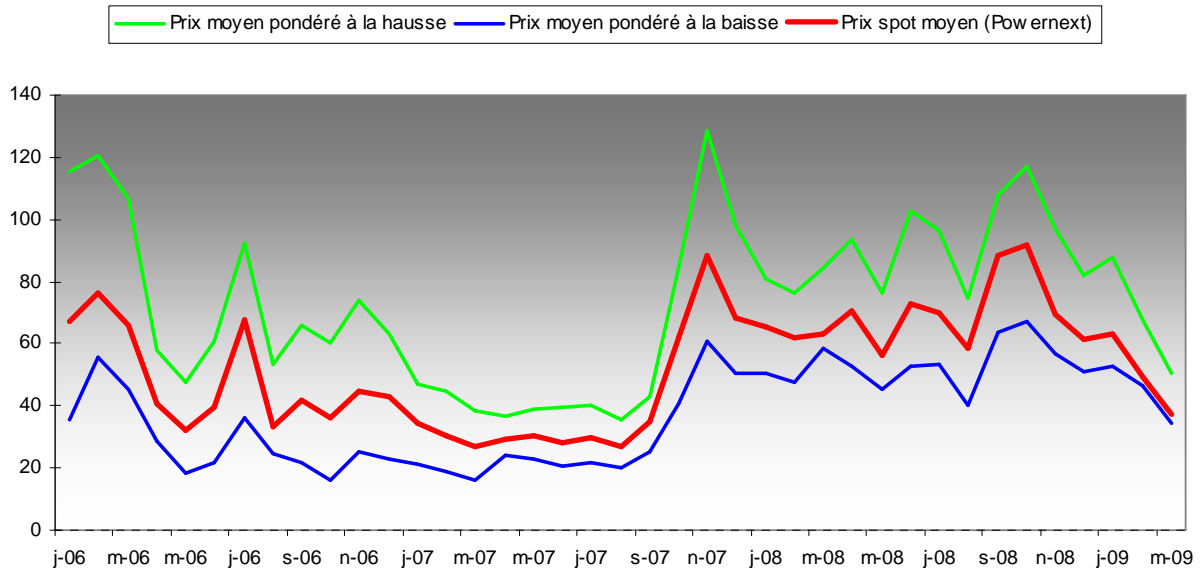
TABLEAU N°2 : LE PRIX DES ECARTS

	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	$P_{\text{powernext}}$	$\text{Max}(P_{\text{powernext}}, \text{PMP Hausse} * (1+K))$

- Powernext représente le prix de la bourse (ou prix spot) pour la demi-heure concernée ;
- PMP Hausse représente le prix moyen pondéré par les volumes des ajustements à la hausse que RTE a dû activer pendant la demi-heure concernée ;
- PMP Baisse représente le prix moyen pondéré par les volumes des ajustements à la baisse que RTE a dû activer pendant la demi-heure concernée ;
- K est un paramètre visant à équilibrer sur un an les flux financiers liés au paiement des ajustements et au règlement des écarts. La valeur de K est de 0,05 depuis le 1^{er} juillet 2006.

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

FIGURE N° 4 : ÉVOLUTION DES PRIX MOYENS PONDERES MENSUELS SUR LE MECANISME D'AJUSTEMENT FRANÇAIS ET DU PRIX DU MARCHE POWERNEXT (EN €/MWH)



Ce graphique permet d'observer la corrélation entre le prix spot sur la bourse de l'électricité française (Powernext) et les prix moyens pondérés des offres activées à la hausse et à la baisse. Ainsi, comme le prix spot, les prix de l'ajustement ont fortement augmenté à partir de novembre 2007 et sont restés élevés pendant un an. Depuis novembre 2008, les prix commencent à diminuer progressivement.

2.5 Les principes de dissociation comptable

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

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

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

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 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 :

Dans le secteur de l'électricité, les comptes de dissociation concernent les activités de production, de distribution (pour les ELD concernées) ainsi que, le cas échéant, un compte séparé pour l'activité de négoce de gaz naturel et un compte regroupant l'ensemble de leurs autres activités. A cela s'ajoute, la tenue de comptes dissociés, pour les activités de fourniture, entre clients ayant exercé leur éligibilité et clients ne l'ayant pas exercée.

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

Les gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution faisant partie d'une entreprise intégrée doivent ainsi bénéficier d'une indépendance leur permettant d'exercer leurs missions dans des conditions non discriminatoires.

L'activité de transport, périmètre du gestionnaire du réseau public de transport d'électricité (RTE) a été filialisée le 1^{er} janvier 2005.

En application de l'article 13 et suivants de la loi du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières modifiée par la loi du 7 décembre 2006, la séparation juridique des gestionnaires de réseau de distribution desservant plus de 100 000 clients sur le territoire métropolitain, devait intervenir au plus tard le 1er juillet 2007. Cette séparation juridique s'impose dans le secteur de l'électricité à EDF, Electricité de Strasbourg, Usine Electricité de Metz, Sorégies et Régie du Sieds.

La filiale de distribution d'EDF (ERDF) a été créée le 1er janvier 2008, avec un effet comptable rétroactif au 1er janvier 2007.

Les réseaux de transport et de distribution d'électricité (RTE et ERDF) produisent des comptes séparés, mais ils maintiennent des relations financières avec leurs maisons mères et peuvent également supporter des coûts partagés avec d'autres entités des groupes verticalement intégrés.

Ces relations financières entre les activités dissociées sont régies par des protocoles internes, 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 étaient les mêmes que celles qui s'appliquaient aux tiers, conformément aux règles de non-discrimination et d'interdiction des subventions croisées entre activités dissociées.

Depuis la filialisation, elles sont désormais transcrites dans des contrats ou s'inscrivent dans le cadre des relations usuelles entre maison-mère et filiale (comme par exemple pour ce qui concerne la remontée de dividendes). Il n'en reste pas moins que l'enjeu de s'assurer de l'indépendance des réseaux et de l'absence de subventions croisées reste entier. De ce point

de vue, la CRE continuera à veiller au respect de ces principes, notamment par le biais des audits en application des dispositions de l'article 27 de la loi du 10 février 2000 qu'elle mène régulièrement sur les comptes des opérateurs de réseaux. Ceux-ci sont réalisés soit par les agents de la CRE habilités à cet effet, soit par des cabinets d'audits extérieurs retenus après appel d'offres.

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.

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

B. LA DISSOCIATION DE LA FOURNITURE

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

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

Les opérateurs concernés par ce nouveau périmètre sont EDF et les ELD exerçant dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel. Les principes de dissociation comptable des activités de fourniture selon ce périmètre seront transmis à la CRE.

La Commission examinera les principes de dissociation proposés par les entreprises concernées selon les nouveaux périmètres, en tenant compte des observations qu'elle a formulées précédemment dans le cadre de la dissociation entre clients éligibles et non éligibles et les soumettra à l'Autorité de la Concurrence avant approbation.

La CRE avait approuvé par délibération du 14 juin 2006, les principes proposés par EDF pour la tenue de comptes dissociés pour les activités de fourniture aux clients éligibles et de fourniture aux clients non éligibles, sous réserve que la valorisation du prix de cession de l'énergie prenne en compte les coûts de production.

La valorisation du prix de l'énergie et de la mesure des coûts de production sera un point important dans l'approbation des principes de la nouvelle dissociation. EDF a communiqué à la CRE sa méthode d'estimation de ses coûts de production en France métropolitaine appelée C3P (coût comptable complet de production). Ce coût repose sur des éléments issus de la comptabilité d'EDF (charges d'exploitation, immobilisations) et intègre, en plus du coût comptable de production, des éléments extra comptables. La CRE a engagé au cours du premier semestre 2008 des travaux d'analyse de cette méthode.

2.6 Indépendance des gestionnaires de réseaux publics⁶

Les compétences de la CRE n'ont pas évolué en la matière au cours de l'année 2008. La CRE n'a imposé aucune sanction liée à des questions d'indépendance en 2008. Le rôle des gestionnaires de réseaux de transport n'a pas évolué au cours de l'année 2008.

Concernant le transport, les préoccupations de la CRE portent principalement sur les comportements que pourraient avoir les maisons-mères et qui auraient pour effet de limiter l'indépendance des gestionnaires de réseaux.

Concernant la distribution, les gestionnaires de réseaux ont encore à affirmer leur indépendance, ce qui passe notamment pour un renforcement de leur notoriété auprès du grand public.

- Mise en œuvre des programmes d'engagement

Depuis 4 ans, un travail considérable a été réalisé par les gestionnaires de réseaux pour élaborer et mettre en place les programmes d'engagements, imposés par le législateur européen comme moyen de non-discrimination. Les résultats actuels s'avèrent satisfaisants : ces programmes sont maintenant largement diffusés et bien connus des personnels. Leur efficacité concrète fait l'objet d'une évaluation régulière. Cette évaluation met en avant comme principal point de progrès la transparence des pratiques des gestionnaires de réseaux, telle qu'elle est perçue par l'utilisateur final. Si les gestionnaires de réseaux ont fait les efforts nécessaires pour publier l'essentiel des informations pertinentes sur leurs activités, celles-ci sont en pratique peu consultées par les utilisateurs des réseaux, en particulier en distribution où les gestionnaires de réseaux, ainsi que leurs missions, sont quasiment inconnus du grand public. L'évaluation de l'efficacité des programmes d'engagement a permis de constater de nets progrès au sein du plus important gestionnaire de réseau de distribution (couvrant 95% du territoire national), et un niveau toujours faible d'écart en ce qui concerne le gestionnaire de réseau de transport.

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

La CRE continue de veiller à ce que soient respectés les principes affirmés par les directives, à savoir :

- une indépendance totale de décision de la filiale, hormis le droit de supervision économique par la maison-mère ;
- la garantie des intérêts professionnels des responsables du gestionnaire leur permettant d'agir en toute indépendance.

Aucun membre du conseil d'administration ou de surveillance d'un gestionnaire de réseau ne devrait faire partie des instances décisionnaires d'un fournisseur ou producteur. Ce principe n'est cependant pas respecté pour le gestionnaire du réseau de transport et par le plus important gestionnaire de réseau de distribution (couvrant 95% du territoire national). Cet état de fait est de la responsabilité de l'actionnaire de ces deux sociétés.

⁶ Un tableau récapitulatif (n° 16) concernant des données chiffrées relatives à la séparation des gestionnaires de réseaux électriques et gaziers figure en page 73.

La CRE considère que sans cette garantie, le principe d'indépendance, dans le cadre d'une société verticalement intégrée, ne peut pas être totalement respecté étant donné que le droit des sociétés français permet aux administrateurs ou aux membres du conseil de surveillance des gestionnaires de réseaux d'accéder à toutes les informations qui leur semblent nécessaires. Or, certaines informations pourraient ensuite être utilisées et donner un avantage concurrentiel au fournisseur ou producteur historique.

Le recours aux services d'un groupe intégré est également susceptible de porter atteinte à l'indépendance du gestionnaire de réseaux. C'est tout particulièrement le cas des services financiers, des ressources humaines et de la comptabilité. Les gestionnaires de réseaux se trouvent dans des situations variées de ce point de vue. La CRE considère que le recours à la maison mère doit être limité aux cas où il est impossible à celui-ci d'assurer ce service, directement ou par recours à une prestation d'un autre tiers, dans des conditions économiques acceptables. En aucun cas il ne doit faire obstacle à l'indépendance de la filiale sur le plan de l'organisation et de la prise de décision. Il doit résulter d'un choix de la filiale, de procédures de choix transparentes, et ne pas être la source de subventions croisées. Enfin, le recours aux services d'un groupe intégré doit être concrétisé par des contrats susceptibles d'être audités.

- Indépendance du gestionnaire de réseau de transport

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

La CRE veillera à ce que cette indépendance ne soit pas remise en cause par la maison-mère, en particulier dans les domaines de la communication et de l'accès aux ressources financières. .

L'évolution du droit communautaire (3^{ème} paquet énergie) devrait conduire à imposer de nouvelles exigences auxquelles le gestionnaire de réseau de transport doit d'ores et déjà se préparer.

- Indépendance des gestionnaires de réseaux de distribution

La directive 2003/54/CE rendait obligatoire la séparation juridique des gestionnaires de réseaux de distribution au plus tard au 1er juillet 2007. Au 31 décembre 2008, 4 des 5 gestionnaires de réseaux de distribution d'électricité desservant plus de 100 000 clients étaient séparés juridiquement.

Il est prématuré de porter un jugement définitif sur leur indépendance réelle, en particulier concernant les entreprises locales de distribution (ELD) dont la séparation juridique est encore récente. Les dispositions prises par ERDF et GrDF vont dans le sens de l'indépendance.

Cependant, la CRE constate que dans la majorité des cas, les garde-fous nécessaires à la protection de l'indépendance du gestionnaire de réseau de distribution (GRD), et adaptés au schéma de séparation juridique retenu, n'ont pas été mis en place. La CRE a donc demandé aux entreprises concernées de mettre en place les mesures adéquates et d'en faire la publicité.

En particulier, le schéma de filialisation qui suscite le plus de réserves de la part de la CRE, est celui dit du « GRD léger ». Dans ce schéma, la filiale GRD ne possède pas les moyens techniques et humains pour intervenir sur les réseaux, et sous-traite ces opérations à la maison-mère. En l'état au 31 décembre 2008, des projets de texte faisant partie « 3ème paquet énergie » - ce point ayant fait consensus en première lecture - cette option serait interdite.

Enfin, les gestionnaires de réseaux de distribution sont peu connus de leurs clients. En outre, dans la majorité des cas, leurs noms et logos sont trop proches de ceux de la maison-mère. Cette situation, dont sont conscients les gestionnaires de réseaux de distribution, entretient une confusion néfaste à l'ouverture des marchés. Il est donc indispensable qu'ils renforcent leur notoriété. De façon plus générale, la CRE est attentive à la contribution des maisons-mères à la nécessaire affirmation d'indépendance de leurs activités de gestion de réseau.

La présence des fournisseurs alternatifs dans les zones desservies par les ELD est faible, voire quasi nulle sur les réseaux de distribution d'électricité. Cette situation mérite un examen approfondi : la CRE examinera plus avant les causes de cette situation au cours de l'année 2009.

*
* *

III. Le fonctionnement du marché français de l'électricité

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

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

1 Le marché de gros

1.1 Production - consommation

Selon RTE, la consommation intérieure, incluant les pertes sur les réseaux de distribution et de transport, s'est élevée en 2008 à 494,5 TWh, supérieure à la consommation de 2007 de 2,9 %. En 2008, la consommation maximale a été atteinte le 15 décembre, avec 84 400 MW. Ce niveau ne dépasse pas le record historique de consommation atteint le 17 décembre 2007 (89 000 MW).

Toujours selon RTE, la puissance installée en France s'élève à 117 700 MW en 2008, contre 115 900 MW en 2007.

Avec 83 % de la puissance installée (90% de la production), EDF est le seul producteur à atteindre le seuil de 5 % de la capacité de production installée disponible. Les deux autres producteurs significatifs sont :

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

Ces trois producteurs détiennent au total 93 % de la puissance installée. Le HHI pour le marché de la production électrique, calculé sur la base des capacités installée, est supérieur à 7 000 (supérieur à 8 000 pour un calcul effectué sur la base de la production).

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

TABLEAU N°3 : STRUCTURE DU MARCHÉ FRANÇAIS

Ordre de mérite	Nombre de producteurs	Liste des producteurs
Base	1	EDF
Semi-Base	3	EDF, E.On France, GDF-Suez
Pointe	2	EDF, E.On France
Hydraulique	2	EDF, GDF-Suez
Petite production décentralisée	Plusieurs milliers	Petits producteurs indépendants, entreprises locales de distribution, industriels (auto production)

1.2 Les prix de marché day-ahead

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

- Le prix EPEX Spot Auction (anciennement Powernext Day-ahead Auction, devenu EPEX Spot Auction depuis la collaboration d'EEX et Powernext en avril 2009) est un prix horaire, issu d'un mécanisme de fixage (confrontation automatique de courbes d'offres et de demandes). EPEX Spot Auction est considéré comme la bourse de l'électricité en France.

- Le trading continu a représenté environ 20 TWh. Les produits échangés en continu donnent des références de prix en base, pointe, hors-pointe, et pour d'autres blocs horaires. Ces produits sont principalement échangés sur les plateformes de brokers. Seule une infime partie du négoce en *day ahead* continu a été négociée sur la plateforme continue d'EPEX Spot en 2008.

Dans son rapport de surveillance publié en décembre 2008, la CRE a analysé la formation et la pertinence des prix *day-ahead* (EpeX Spot Auction). Elle y conclut que l'évolution des prix *day-ahead* a été généralement cohérente avec celle de l'équilibre offre-demande. Toutefois, des pics de prix peuvent survenir alors que la tension sur l'équilibre Offre-Demande n'est pas extrême. En 2008, la CRE a rendu ses conclusions sur les pics de prix observés en 2007. En 2008, aucun pic de prix exceptionnel n'a été observé.

1.3 Les marchés organisés

A la fin du quatrième trimestre 2008, 150 responsables d'équilibre sont présents sur le marché de gros français, soit 26 de plus que fin 2007. 70 responsables d'équilibre étaient présents sur Powernext Day-Ahead Auction, 48 sur Powernext Day-Ahead Continuous et Intraday et 42 sur Powernext Futures.

Parmi les volumes d'électricité commercialisés en 2008 sur Powernext :

- les volumes traités en infrajournalier ont connu une très forte activité tout au long de l'année, progressant de 210% sur la période, passant de 0,23 TWh en 2007 à 0,73 TWh au 31 décembre 2008 pour un total de 29 423 transactions ;
- les volumes négociés en *day-ahead* continu ont diminué de 7% en un an s'élevant à 0,025 TWh au 31 décembre 2008 pour un total de 72 transactions ;
- les volumes traités sur le *day-ahead* auction ont progressé de 17% en un an, passant de 44,2 TWh en 2007 à 51,6 TWh en 2008 ;
- les volumes traités en *futures* ont diminué jusqu'en juillet 2008, date à partir de laquelle l'activité a ensuite nettement augmenté. Ainsi sur l'ensemble de l'année 2008, l'activité a augmenté d'une façon générale par rapport à l'année précédente : 86,5 TWh ont été négociés sur Powernext Futures en 2008 contre 79,4 TWh en 2007.

1.4 Le marché OTC

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

Sur le marché OTC intermédié, cinq courtiers étaient actifs sur le marché de gros français de l'électricité en 2008. 60 acteurs sont intervenus sur le marché français par l'intermédiaire de ces courtiers en 2008. Sur ce segment de marché, il a été constaté que :

- les volumes traités en infrajournalier ont diminué de 14% sur la période, passant de 0,06 TWh en 2007 à 0,05 TWh au 31 décembre 2008 pour un total de 68 transactions ;
- les volumes négociés en *day-ahead* continu ont progressé de 21% en un an s'élevant à 20,22 TWh au 31 décembre 2008 pour un total de 36 123 transactions ;
- les volumes traités en *forwards* ont baissé jusqu'en août 2008 puis ont progressé jusqu'à la fin de l'année. Ainsi sur l'ensemble de l'année 2008, l'activité a augmenté par rapport à l'année précédente : 496,8 TWh de *forwards* ont été négociés sur l'OTC intermédié en 2008 contre 438 TWh en 2007.

En 2008, les livraisons physiques résultant de transactions intermédiées ont augmenté. Elles ont atteint un volume total de 306 TWh, en hausse de 17 % par rapport à 2007 (262 TWh).

Une mesure de la liquidité des marchés intermédiés est donnée par les écarts entre les offres à l'achat et les offres à la vente (Bid-ask spread). La valeur moyenne de ce différentiel en 2008 pour des produits à différentes maturités est présentée dans le tableau ci-dessous :

TABLEAU N°4 : DIFFERENTIEL MOYEN ENTRE LES OFFRES A L'ACHAT ET LES OFFRES A LA VENTE

Différentiel bid-ask en €/MWh	Day-ahead		M+1		Y+1	
	base	pointe	base	pointe	base	pointe
	0,3	0,2	0,5	0,9	0,2	0,8

M+1 : Month Ahead

Source : CRE 2009

Y+1 : Year Ahead

1.5 Le négoce transfrontalier

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

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

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

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

- la taille des interconnexions au regard de la capacité de production installée ;
- l'existence de congestion sur les interconnexions ;
- la proximité et la corrélation entre les prix dans les différentes zones.

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

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

Le tableau suivant donne des estimations de capacité d'interconnexion sur les différentes frontières.

TABLEAU N°5 : CAPACITES D'IMPORT ET D'EXPORT ENTRE LA FRANCE ET LES PAYS VOISINS EN 2008 (EN MW)

Maximum des capacités d'import et d'export (en MW) entre la France et les pays voisins 2008							
	Grande Bretagne	Belgique	Allemagne	Suisse	Italie	Espagne	Total
Import	2000	1200	5300	1800	1160	500	11960
En % du parc installé français	2%	1%	5%	2%	1%	0%	11%
Export	2000	3600	2400	3200	2650	1400	15250
En % du parc installé français	2%	3%	2%	3%	2%	1%	13%

Source : CRE, sur la base de chiffres RTE

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

- **Critère 2 : congestions aux frontières**

Le travail mené au sein des initiatives régionales accélère l'intégration des marchés et élargit la délimitation des marchés pertinents en améliorant la gestion des congestions et en maximisant l'utilisation des interconnexions. Néanmoins, comme indiqué dans l'encadré 5 « Evaluation de la gestion des congestions aux interconnexions en 2008 », malgré une faible convergence des prix entre la France et certains pays frontaliers, les interconnexions sont très rarement utilisées au maximum de leur capacité, en raison de gestion inefficace des congestions.

Il existe cependant un contre-exemple : la frontière France-Belgique. En effet, grâce au couplage de marché trilatéral entre la France, la Belgique, et les Pays-Bas, en 2008, les prix ont convergé pour 86% des heures entre la France et la Belgique. Pendant les 14% des heures restantes, la capacité d'interconnexion est utilisée à son maximum, dans le sens du différentiel de prix. En outre, l'extension du couplage de marché à l'Allemagne va probablement encourager les initiatives pour développer des méthodes efficaces d'utilisation des capacités d'interconnexion et une meilleure intégration des marchés.

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

Les tableaux suivants montrent les corrélations de prix *spot* entre la France et les pays voisins. Les prix belges, suisses et allemands sont les plus corrélés aux prix français. La corrélation est plus faible avec les prix des autres pays.

TABLEAU N°6 : CORRELATIONS DES PRIX ENTRE LA FRANCE ET LES PAYS VOISINS (SPOTJ+1)

Produit <i>spot</i> (J+1) base						
Corrélation des prix						
Année	Allemagne – France (EEX – Powernext)	Espagne – France (Omel – Powernext)	Grande Bretagne – France (Platts-Powernext)	Italie – France (IPEX – Powernext)	Belgique – France (Belpex – Powernext)	Suisse – France (Swissix – Powernext)
2004	91 %	61 %	53 %	50 %		
2005	89 %	69 %	84 %	53 %		
2006	80 %	53 %	72 %	64 %		
2007	80%	53%	86%	61%	91%	87%
2008	88%	36%	56%	67%	88%	91%

Source : CRE d'après chiffres Platts, OMEL, IPEX, EEX, Belpex

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

Produit spot (J+1) base : Ecart de prix moyen (en €/MWh)						
Année	Allemagne – France (EEX – Powernext)	Espagne – France (Omel – Powernext)	Grande Bretagne – France (Platts-Powernext)	Italie – France (IPEX – Powernext)	Belgique – France (Belpex – Powernext)	Suisse – France (Swissix – Powernext)
2004	0,4	-0,2	4,7	24,2		
2005	-0,7	7,0	8,6	11,8		
2006	1,5	1,2	9,8	25,0		
2007	-2,8	-1,7	1,3	30,1	0,9	5,1
2008	-3,4	-4,8	21,1	18,0	1,5	5,3

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

TABLEAU N°8 : ECART DE PRIX MOYEN ENTRE LA FRANCE ET LES PAYS VOISINS (FORWARD ANNUEL Y+1)

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

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

Il existe une forte corrélation des prix français avec les prix belges et allemands (88% dans les deux cas). La corrélation des prix entre la France et l'Allemagne a augmenté en 2008 par rapport à celle observée sur l'année 2007. Même si les différentiels de prix aux frontières belge et allemande ont augmenté entre 2007 et 2008 (respectivement de 0,9 €/MWh à 1,5€/MWh et de -2,8€/MWh à -3,4€/MWh), ces écarts de prix restent très inférieurs à ceux observés aux autres frontières (21,1 €/MWh sur France-Grande-Bretagne par exemple ou 18 €/MWh sur France-Italie).

Selon ces critères, on peut donc considérer que les marchés français, belge et allemand sont étroitement liés.

B. DEVELOPPEMENT DES TRANSACTIONS AUX FRONTIERES EN 2008

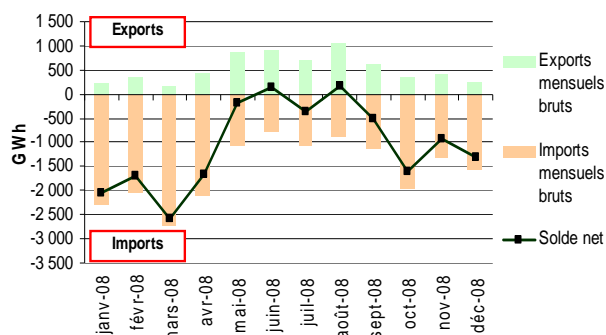
a. FRANCE-ALLEMAGNE

Le marché français a été importateur net d'Allemagne d'environ 13 TWh en 2008. Le marché français a néanmoins été exportateur net vers l'Allemagne en juin et en août.

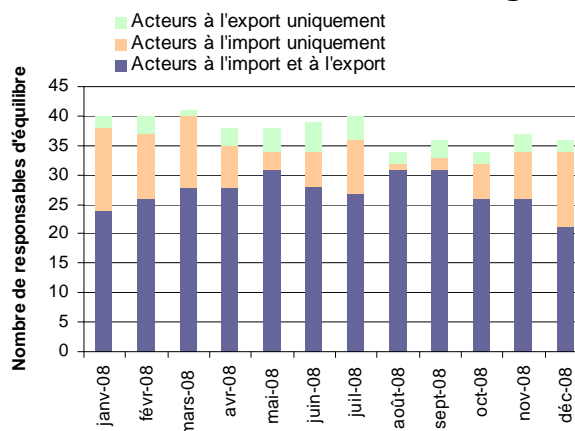
Le nombre de sociétés actives sur cette frontière a diminué, passant de 41 à 34 au cours de l'année 2008. La plupart des acteurs actifs à cette frontière sont des opérateurs historiques français et européens et des traders. Les imports sont modérément concentrés ; en revanche, les exports restent très fortement concentrés, en raison de la forte part de marché d'un acteur.

FIGURE N° 5 : TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – ALLEMAGNE EN 2008

Importations et exportations brutes à l'interconnexion France – Allemagne



Nombre de participants à l'interconnexion France – Allemagne



Données : RTE - Analyse : CRE

b. FRANCE-BELGIQUE

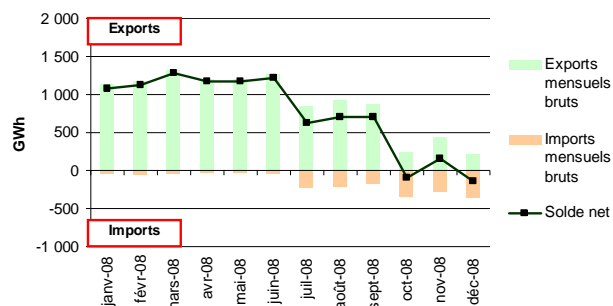
Le marché français a été exportateur net vers la Belgique d'environ 9 TWh en 2008. Le marché français n'a été importateur net de Belgique qu'en octobre et décembre.

Tous les flux journaliers étant effectués dans le cadre du Market-Coupling, il n'est pas possible de déterminer le nombre d'acteurs actifs sur cette frontière dans le cadre du marché *day-ahead*. Concernant les capacités réservées à plus long terme (capacités périodiques), une douzaine de participants ont été actifs à la frontière belge en 2008. Les opérateurs historiques européens et les traders ont été à l'origine de la majorité des volumes de transaction. Le nombre et le type d'acteurs présents n'ont pas varié significativement. Concernant les capacités réservées à plus long terme (capacités périodiques), les flux ont été modérément concentrés à l'export, et très concentrés à l'import.

FIGURE N° 6 : TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – BELGIQUE EN 2008

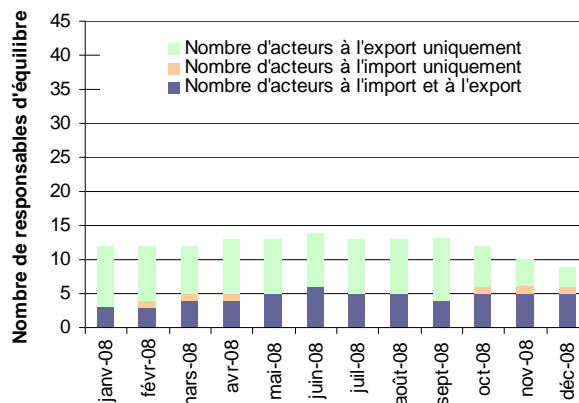
Importations et exportations brutes à l'interconnexion France-Belgique

- Ensemble des flux -



Nombre de participants à l'interconnexion France- Belgique

- Hors flux journaliers -



Données : RTE - Analyse : CRE

C. FRANCE-GRANDE-BRETAGNE

Le marché français a été exportateur net vers la Grande-Bretagne d'environ 11 TWh en 2008. Le marché français a été exportateur net vers la Grande-Bretagne tous les mois en 2008.

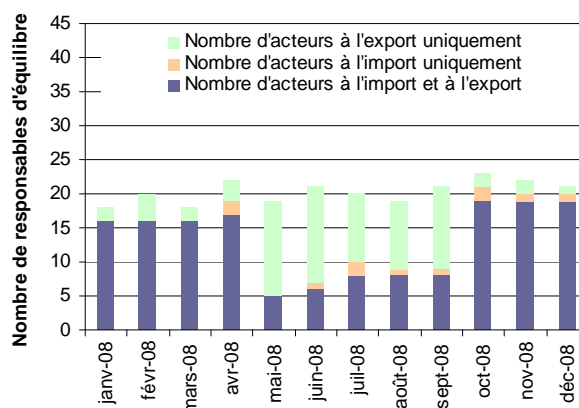
Une vingtaine de participants étaient actifs à la frontière britannique en 2008. La plupart étaient des opérateurs historiques français et européens et des traders. Le nombre et le type d'acteurs présents n'ont pas varié significativement. Les exports et les imports ont été faiblement concentrés.

FIGURE N° 7 : TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – GRANDE-BRETAGNE EN 2008

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



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



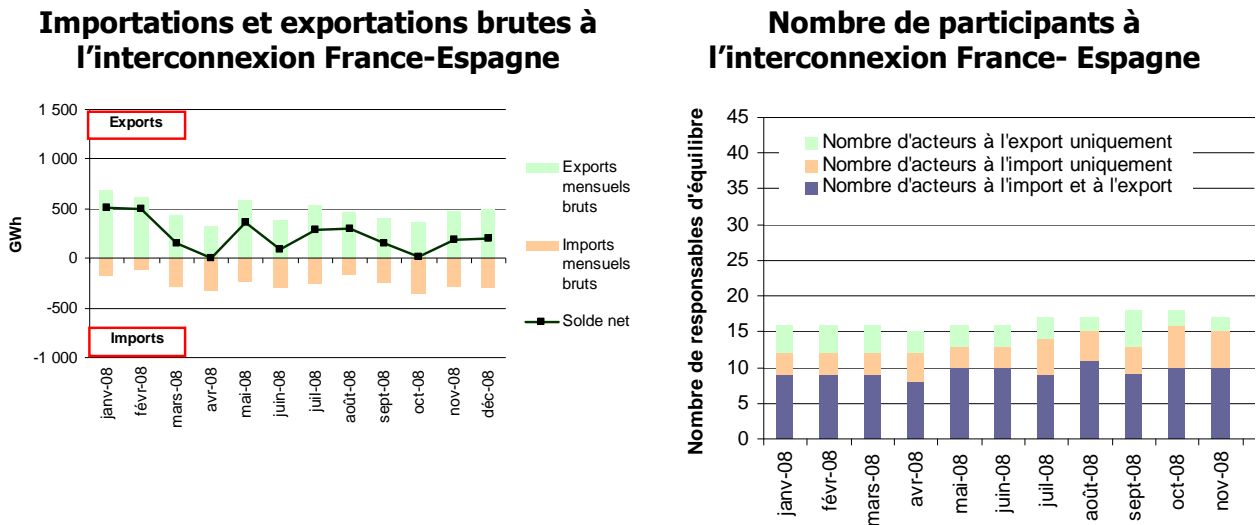
Données : RTE - Analyse : CRE

d. FRANCE-ESPAGNE

Le marché français a été exportateur net vers l'Espagne d'environ 3 TWh en 2008. Le marché français a été exportateur net vers l'Espagne tous les mois en 2008.

En moyenne 17 participants étaient actifs à la frontière espagnole en 2008. La plupart étaient des opérateurs historiques français et européens. Les imports ont été modérément concentrés ; en revanche, les exports sont devenus très fortement concentrés, en raison de la forte part de marché d'un acteur.

FIGURE N° 8 : TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – ESPAGNE EN 2008



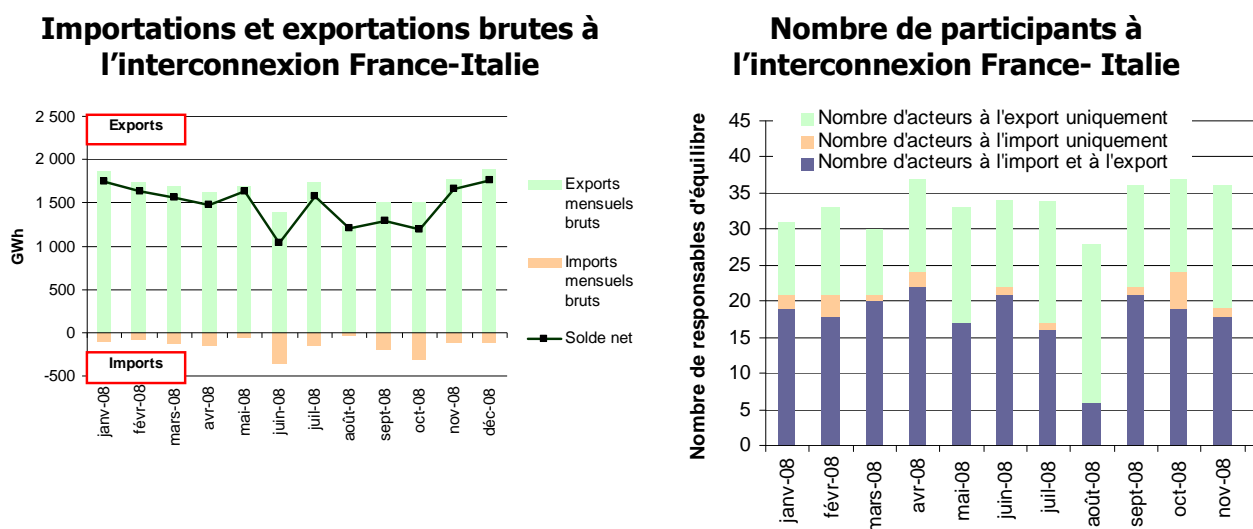
Données : RTE - Analyse : CRE

e. FRANCE-ITALIE

Le marché français a été exportateur net vers l'Italie d'environ 18 TWh en 2008. Le marché français a parfois été importateur net d'Italie, mais pendant un nombre d'heures très limité.

Le nombre de participants a varié entre 30 à 37 au cours de l'année 2008. Les opérateurs historiques européens et les traders ont été à l'origine de la majorité des volumes de transaction. Les importations sont devenues modérément concentrées, les exportations sont maintenant faiblement concentrées.

FIGURE N° 9 : TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – ITALIE EN 2008



Données : RTE - Analyse : CRE

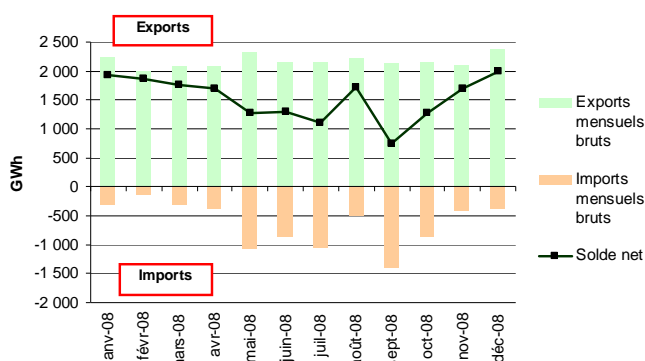
f. FRANCE-SUISSE

Le marché français a été exportateur net vers la Suisse d'environ 18 TWh en 2008. Le marché français n'a été importateur net de Suisse qu'un nombre d'heures très limité.

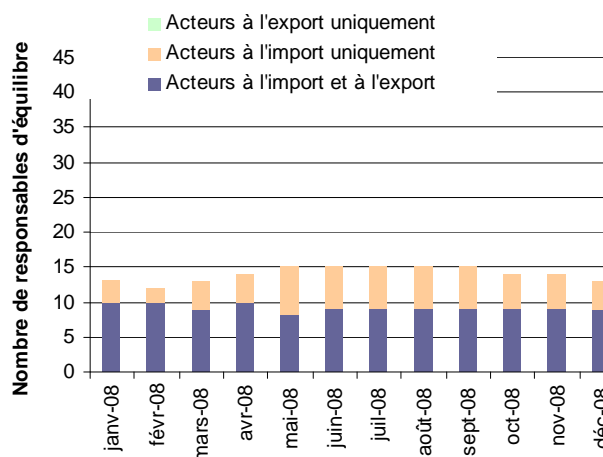
En moyenne 14 participants étaient actifs à la frontière suisse en 2008, dont la grande majorité sont des opérateurs historiques français et européens, qui sont à l'origine de la quasi-totalité des flux. Le nombre d'acteurs actifs n'a pas varié de manière significative. Les imports sont modérément concentrés. Les exports sont restés extrêmement concentrés. Les opérateurs historiques français dominent largement les nominations aux exports, du fait du maintien de la priorité d'accès à l'interconnexion des contrats d'exportation de long terme.

FIGURE N° 10 : TRANSACTIONS A L'INTERCONNEXION FRANCE – SUISSE EN 2008

Importations et exportations brutes à l'interconnexion France-Suisse



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



Données : RTE - Analyse : CRE

2 Le marché de détail

2.1 Les consommateurs

L'ouverture du marché français de l'électricité a connu plusieurs étapes de l'année 2000 à 2007.

Depuis le 1^{er} juillet 2007, tous les consommateurs, y compris les clients résidentiels, peuvent librement choisir leur fournisseur d'électricité. Aujourd'hui, 34,5 millions de sites sont éligibles, ce qui représente 432 TWh de consommation annuelle d'électricité.

TABLEAU N°9 : REPARTITION DE LA CONSOMMATION ANNUELLE DES CONSOMMATEURS FINALS (AU 31 DECEMBRE 2008)

	Consommation 2008 en TWh
Sites résidentiels	140
Sites non résidentiels	292

Source : Données 2008, GRD, RTE, Analyses CRE

Les données fournies par les gestionnaires de réseau sont segmentées par des critères techniques, et non par l'activité des consommateurs. C'est pourquoi il n'est pas possible de distinguer la consommation des industriels de celle des entreprises de service, ou d'autres types de clients parmi les consommations non résidentielles.

Au cours de l'année 2008, l'ouverture du marché à la concurrence s'est poursuivie à un rythme soutenu. Les fournisseurs alternatifs, disposent au 31 décembre 2008 d'un portefeuille de 692 000 clients résidentiels sur un total de 29,7 millions de clients. Les fournisseurs historiques se partagent le reste du marché.

L'ouverture à la concurrence du marché non résidentiel s'est stabilisée. On compte 354 000 clients non résidentiels chez les fournisseurs alternatifs, le reste du marché est partagé entre les fournisseurs historiques.

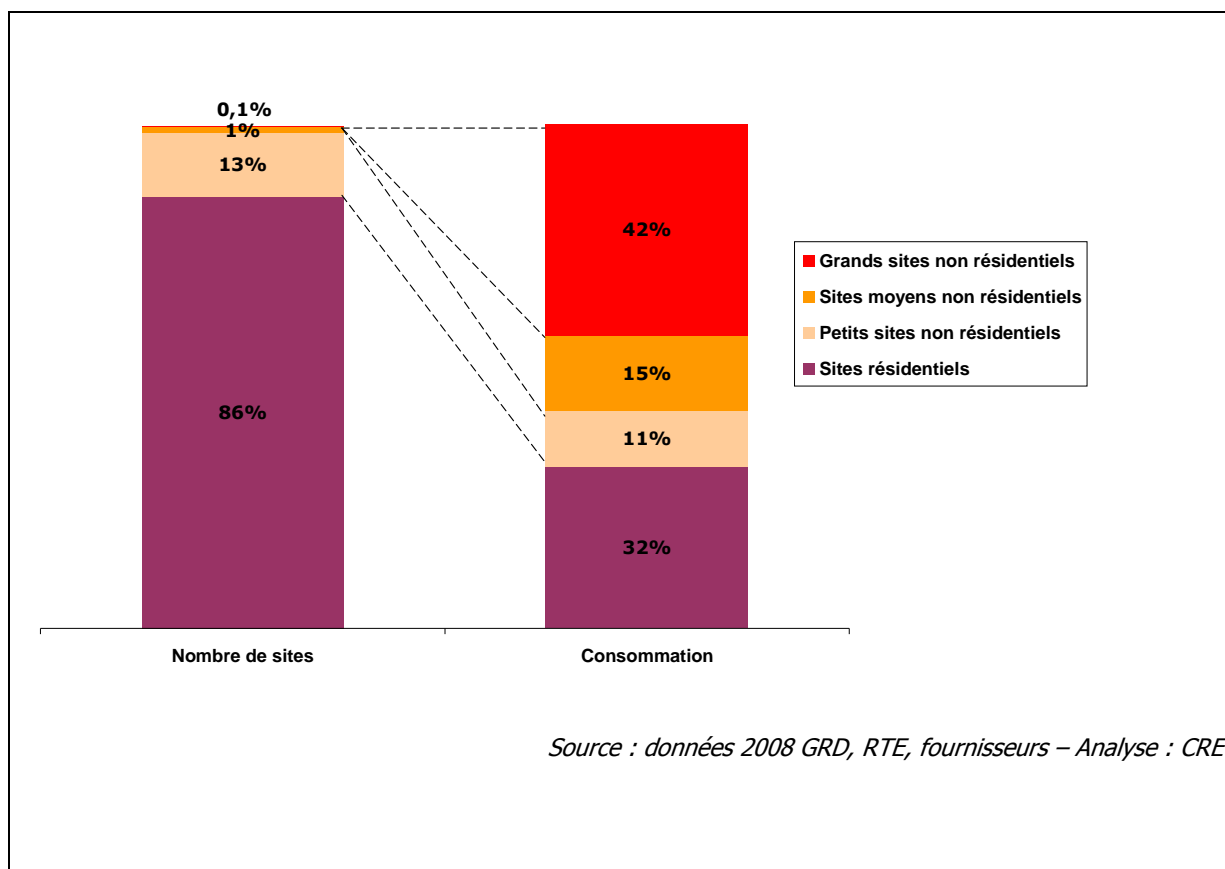
Les clients peuvent disposer de trois types de contrats :

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

La loi du 7 décembre 2006 a instauré un Tarif Réglementé Transitoire d'Ajustement au Marché (TaRTAM) qui donnait le droit aux clients d'en bénéficier jusqu'à 2009 à condition d'en avoir fait la demande avant le 1^{er} juillet 2007. Cette loi a été modifiée par la loi du 4 août 2008 qui donne le droit à un client en offre de marché de bénéficier du TaRTAM pour un site à condition d'en avoir fait la demande à son fournisseur avant le 30 juin 2010. Le TaRTAM est égal au tarif réglementé de vente hors taxes applicable à un site de consommation présentant les mêmes caractéristiques, majoré de 23% pour les tarifs verts (grands sites), 20% pour les tarifs jaunes (moyens sites) et 10% pour les tarifs bleus (petits sites)⁷.

⁷ Les segments sur lesquels s'appliquent ces coefficients de majoration sont indicatifs.

FIGURE N° 11 : TYPOLOGIE DES SITES DE FOURNITURE D'ÉLECTRICITÉ AU 31 DECEMBRE 2008



2.2 Les parts de marché

A. ANALYSE EN TERME DE NOMBRE DE SITES

Un seul fournisseur (EDF) détient une part de marché supérieure à 5% du marché.

Les parts de marché des 3 fournisseurs les plus significatifs (tous fournisseurs confondus) de chaque segment sont les suivants :

TABLEAU N°10 : PARTS DE MARCHÉ (AU 31 DECEMBRE 2008)

Tous segments	Segment des grands sites non résidentiels	Segment des sites moyens non résidentiels	Segment des petits sites non résidentiels	Segment des sites résidentiels
97%	96%	98%	95%	97%

Source : Données 2008, GRD, RTE, Analyses CRE

Pour avoir une vue plus détaillée du degré de concentration du marché français de l'électricité, le tableau ci-après présente les parts de marché des fournisseurs historiques et des fournisseurs alternatifs.

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

TABLEAU N°11 : PARTS DE MARCHÉ DES 3 FOURNISSEURS HISTORIQUES LES PLUS SIGNIFICATIFS (AU 31 DECEMBRE 2008)

Tous segments	Segment des grands sites non résidentiels	Segment des sites moyens non résidentiels	Segment des petits sites non résidentiels	Segment des sites résidentiels
95%	96%	98%	91%	96%

Source : Données 2008, GRD, RTE, Analyses CRE

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

TABLEAU N°12 : PARTS DE MARCHÉ DES 3 FOURNISSEURS ALTERNATIFS LES PLUS SIGNIFICATIFS (EN NOMBRE DE SITES AU 31 DECEMBRE 2008)

Tous sites	Grands sites non résidentiels	Sites moyens non résidentiels	Petits sites non résidentiels	Sites Résidentiels
3,4%	2,5%	0,5%	8,1%	2,3%

Source : Données 2008, GRD, RTE, Analyses CRE

B. ANALYSE EN TERME DE VOLUME DE CONSOMMATION

Un seul fournisseur (EDF) détient une part de marché supérieure à 5%. La part de marché en termes de volume des 3 fournisseurs historiques les plus significatifs est environ de 87% pour tous segments.

La part de marché des 3 fournisseurs alternatifs les plus significatifs est de 4% pour tous segments.

2.3 Les fournisseurs

Au 31 décembre 2008, 14 fournisseurs alternatifs nationaux et déclarés auprès de la CRE, possèdent au moins un client en portefeuille. Parmi ces fournisseurs alternatifs, 5 proposent des offres aux clients résidentiels.

A. FOURNISSEURS HISTORIQUES AYANT EGALEMENT UNE ACTIVITE DE PRODUCTION

En France, on dénombre plus de 160 fournisseurs historiques:

- EDF, qui a également une activité de production ;
- environ 160 Entreprises Locales de Distribution (ELD) ; parmi ces 160 ELD, 56 ont une activité de production (chiffre de 2002).

B. FOURNISSEURS ALTERNATIFS AYANT EGALEMENT UNE ACTIVITE DE PRODUCTION

Au 31 décembre 2008, 3 fournisseurs alternatifs actifs depuis l'ouverture des marchés, sont dotés de capacités de production en France : le groupe GDF Suez, la SNET (Groupe E.ON) et Poweo.

2.4 Les gestionnaires de réseaux

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

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

2.5 Le changement de fournisseur

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

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

A. LES 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 par le fournisseur et celles de son acheminement par le gestionnaire du réseau public de distribution, le changement de fournisseur se déroule de la façon suivante :

- Le futur fournisseur doit assurer l'information du consommateur dans le respect des conditions fixées par la section 12 du Code de la consommation ;
- le client conclut un contrat avec son futur fournisseur, celui-ci devant matérialiser la volonté du client de changer de fournisseur;
- le futur fournisseur informe le gestionnaire du réseau de distribution de la volonté du client de changer de fournisseur. Pour les clients particuliers, le code de la consommation prévoit, en cas de démarchage ou de vente à distance, un délai de rétractation de 7 jours. L'information du changement de fournisseur ne sera alors donnée au gestionnaire de réseau qu'à l'expiration de ce délai. Le futur fournisseur peut transmettre un auto-relevé du compteur (si le consommateur le lui a fourni) au gestionnaire de réseau ;
- le gestionnaire de réseau de distribution accuse réception de la demande :
 - il vérifie la recevabilité de la demande (cohérence des informations techniques, de l'index auto-relevé s'il a été fourni) ;
 - il informe le fournisseur actuel du client ;
- le gestionnaire du réseau de distribution estime les index de bascule du client (l'index auto-relevé, si fourni, servant à fiabiliser l'estimation) :
 - il envoie au fournisseur actuel les index à la date du changement de fournisseur et la facture du solde correspondant ;
 - il envoie au futur fournisseur les mêmes index et la première facture correspondant à la part fixe du tarif réseau.

Lors de la relève cyclique suivant un changement de fournisseur, si le gestionnaire de réseau détecte que l'index de bascule a été surestimé, le client pourra obtenir une régularisation « post-bascule » via une facture négative de son nouveau fournisseur. Ce principe ne remet pas en cause l'index contractuel de changement de fournisseur.

B. LES MOTIFS DE REFUS

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

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

C. LES MODALITES DE RESILIATION ET LES DELAIS

La loi du 7 décembre 2006 introduisant l'article L.121-89 dans le Code de la consommation indique, pour les clients résidentiels, qu' « *en cas de changement de fournisseur, le contrat est résilié de plein droit à la date de prise d'effet d'un nouveau contrat de fourniture d'énergie* ».

Le changement de fournisseur, sans modification de la puissance souscrite ni de la structure de comptage, se fait à date souhaitée par le client et le fournisseur, en respectant un délai minimum de 21 jours (calendaires) et un maximum de 42 jours.

D. COUTS LIES AU CHANGEMENT DE FOURNISSEUR

L'article 49 de la loi 2000-108 du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité prévoit que, lorsqu'un client fait jouer son éligibilité pour un site et change de fournisseur, « *ses contrats en cours au tarif réglementé concernant la fourniture d'électricité de ce site sont résiliés de plein droit. Cette résiliation ne peut donner lieu à quelque indemnité que ce soit* ».

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

Cependant, dans le cas des clients résidentiels, la loi n°2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie introduisant l'article L.121-89 dans le Code de la consommation précise « *que le fournisseur ne peut facturer au consommateur que les frais correspondant aux coûts qu'il a effectivement supportés, directement ou par l'intermédiaire du gestionnaire de réseau, au titre de la résiliation et sous réserve que ces frais aient été explicitement prévus dans l'offre. Ceux-ci doivent être dûment justifiés. Aucun autre frais ne peut être réclamé au consommateur au seul motif qu'il change de fournisseur.* »

E. ANALYSE DES TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR

Les taux de switch ci-dessous n'incluent pas les changements de fournisseur des clients en direction des fournisseurs historiques (switch back) car les gestionnaires de réseau ne sont pas en mesure de distinguer les sites qui renégocient leur contrat chez un fournisseur historique de ceux qui reviennent vers ce fournisseur historique. Toutefois, cette restriction est sans impact notable sur la valeur du taux de switch calculé.

TABLEAU N°13 : TAUX DE SWITCH EN 2008

Segment	2008
Sites non résidentiels	1,3%
Sites résidentiels	2,4%

Source : Données 2008, GRD, RTE, Analyses CRE

Les principaux obstacles au changement de fournisseur pour les sites (résidentiels et non résidentiels), sont les suivants :

- malgré une opinion généralement positive sur l'ouverture du marché, l'on constate un important déficit de connaissance des consommateurs :
 - o faible connaissance des modalités concrètes de changement de fournisseur, voire du droit à changer de fournisseur ;
 - o le principe de réversibilité reste mal compris ;
- faible différence de prix entre les tarifs réglementés et les offres de marché.

Pour les grands clients non résidentiels (puissance souscrite > 36 kVA), dont les prix des offres de marché sont calés sur les prix du marché de gros, le niveau élevé des prix sur le marché de gros rend moins attractives les offres de marché par rapport aux tarifs réglementés.

2.6 Les prix de détail

A. LES TARIFS

Le tableau suivant présente la décomposition de la facture des clients aux tarifs réglementés de vente d'électricité au 31 décembre 2008 :

TABLEAU N°14 : FACTURE AUX TARIFS REGLEMENTES DE VENTE D'ELECTRICITE AU 31 DECEMBRE 2008

	Dc	Ib	Ig
Tarif intégré HT (yc CTA)	94,97	91,98	50,75
Tarif réseau (TURP 2)	41,9	40,2	12,6
Part fourniture	50,5	48,0	37,5
CTA	2,6	3,8	0,7
taxes locales (**)	8,4	3,0	0,0
CSPE(*)	4,5	4,5	4,5
TVA (***)	17,8	19,5	10,8
Tarif TTC	125,6	119,0	66,1

Source : Données 2008, Analyses CRE

(*) La CSPE (contribution au service public de l'électricité) finance les dispositifs de soutien à la cogénération et aux énergies renouvelables, la péréquation tarifaire nationale et les dispositifs sociaux, ainsi qu'une partie des charges liées au tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché.

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

souscrite comprise entre 36 kVA et 250 kVA. Pas de taxes locales pour les puissances supérieures à 250 kVA.

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

Remarques sur les hypothèses de calcul :

- la part réseau de la facture est calculée par application du tarif d'utilisation des réseaux aux caractéristiques des clients Eurostat (consommation annuelle c , consommation en heures creuses pour les résidentiels, puissance souscrite ps et durée d'utilisation $c/(ps*8760)$;
- 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 des hausses tarifaires d'août 2006, 2007 et 2008, et la facture réseau + la CTA (contribution tarifaire d'acheminement).

B. TARIFS REGLEMENTES ET CONCURRENCE

La part fourniture du tarif réglementé de vente est obtenue en retranchant de ce tarif la part acheminement calculée à partir du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité. Elle comprend les coûts de production, de commercialisation ainsi que la marge bénéficiaire du fournisseur.

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

Pour les petits sites (résidentiels et non résidentiels), la part fourniture des tarifs réglementés de vente est également inférieure aux prix des marchés de gros, mais dans des proportions moins importantes que pour les grands et moyens sites. L'écart entre le prix de l'énergie sur le marché de gros et le prix des offres sur le marché de détail est aussi appelé effet ciseau. On trouvera la procédure détaillée de fixation et d'évolution des tarifs au chapitre 7 Service public, 7.2 Electricité (p110).

C. LES OFFRES DE MARCHE

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

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

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

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

Les offres de marché des fournisseurs alternatifs des clients résidentiels sont différentes. Pour un client type de 6 kVA base qui consomme 2600 KWh par an, les offres peuvent être de 2% à 6% moins chères que les tarifs réglementés ou de 6% à 37% plus chère que les tarifs réglementés. Par contre, les offres de marché proposés par les fournisseurs alternatifs pour un client type de 9 kVA heures pleines/heures creuses qui consomme 8500 KWh par an, peuvent être de 2% à 15% moins chères que les tarifs réglementés ou de 7% à 37% plus chère que les tarifs réglementés.

2.7 Les questions et les réclamations des consommateurs

A l'occasion de l'ouverture complète des marchés le 1^{er} juillet 2007, la CRE et le Médiateur national de l'énergie ont mis en place – en coordination avec les pouvoirs publics (Direction Générale de l'Énergie et du Climat et Direction Générale de la Concurrence, de la Consommation et de la Répression des Fraudes) – le Service « Energie-Info », dispositif d'information des consommateurs particuliers et professionnels. Ce service est accessible via un site internet (www.energie-info.fr), un centre d'appels (tél. 0810 112 212) et une adresse postale (en libre réponse, chez le Médiateur national de l'énergie). Ce dispositif permet aux consommateurs de poser une question ou d'émettre une réclamation oralement ou par écrit (par e-mail, télécopie ou courrier).

Ce dispositif est commun aux marchés de l'électricité et du gaz naturel. Il traite à la fois des questions relatives à l'électricité, au gaz naturel, ou bien aux deux énergies simultanément.

En 2008, le Service Energie-Info a renseigné plus de 460 000 consommateurs (pour ceux souhaitant connaître les coordonnées des différents fournisseurs, soit environ les deux tiers des appels, par l'intermédiaire d'un serveur vocal interactif). De plus, sur cette même période, le site internet a reçu 350 000 visiteurs.

Un comparateur des offres de fourniture d'électricité et de gaz naturel est en cours de développement par le Médiateur national de l'énergie et sera mis en ligne d'ici fin 2009 sur le site internet www.energie-info.fr.

A. QUESTIONS

Les questions reçues par le service Energie-Info concernent les thèmes suivants : les procédures de mise en service, de résiliation ou de changement de fournisseur, le choix d'un fournisseur, les différents types de contrats existant (tarif réglementé et offres de marché) et les conditions de réversibilité (possibilité de revenir ou non au tarif réglementé après l'avoir quitté), le démarchage et le droit de rétractation, les conditions de validité d'une souscription de contrat (oralement ou par signature, selon les cas), la procédure de raccordement d'un logement aux réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel.

B. RECLAMATIONS

Le service Energie-Info a une vision partielle des réclamations exprimées par les consommateurs sur les marchés de l'électricité et du gaz naturel.

Ces réclamations portent essentiellement sur :

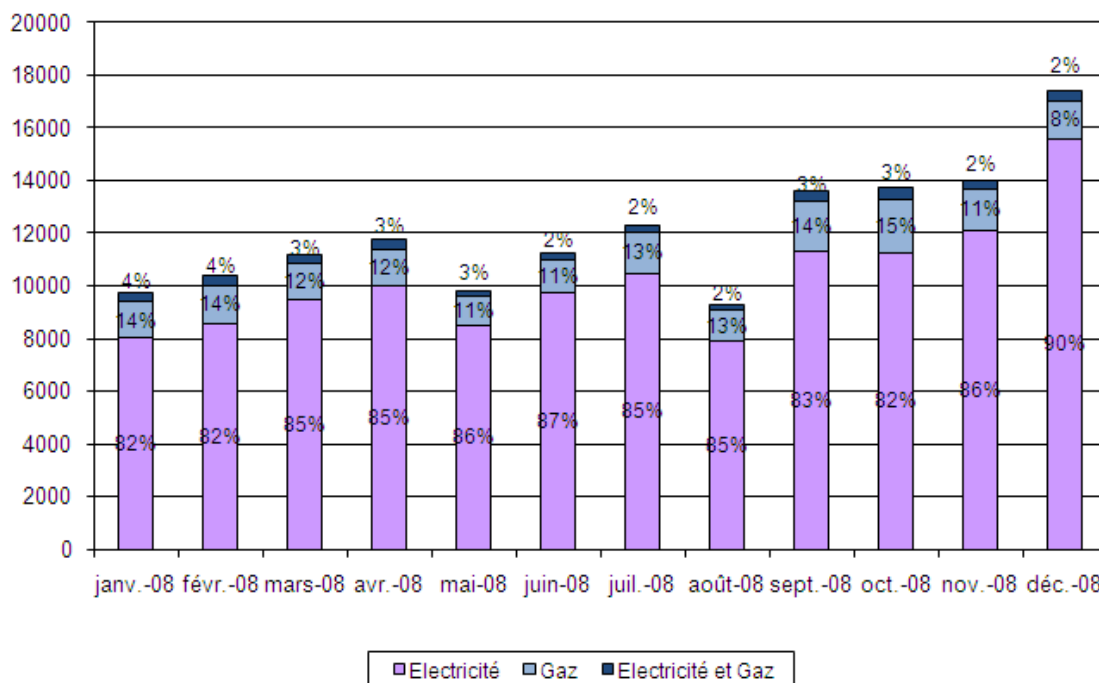
- des contestations de souscription, résultant de ventes sans commande préalable ou de pratiques commerciales jugées déloyales,
- des résiliations non demandées, résultant de ventes sans commandes préalables mais parfois aussi d'erreurs de la part des fournisseurs,
- des litiges liés à la facturation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

Les réclamations concernent 1,3 % des demandes de consommateurs reçues par le service Energie Info. En 2008, ce service a traité environ 6 200 réclamations.

- **Litiges entre un consommateur et un fournisseur :** La loi n'a pas confié à la CRE de compétence dans ce domaine. Lorsqu'il répond à une telle réclamation, le service Energie-Info informe le consommateur sur ses démarches et sur ses droits, et peut l'orienter vers le médiateur national de l'énergie (chargé d'examiner les réclamations des consommateurs et de recommander des solutions aux litiges relatifs à l'exécution des contrats de fourniture d'électricité ou de gaz naturel) ou bien vers la Direction de la concurrence, de la consommation et de la répression des fraudes du Ministère de l'économie, de l'industrie et de l'emploi (compétente pour sanctionner les infractions au code de la consommation).
A noter que le médiateur national de l'énergie a débuté son activité en 2008, année au cours de laquelle il a reçu 1358 saisines de consommateurs.
- **Litiges liés à l'accès ou à l'utilisation des réseaux :** Une fois les voies de résolution amiable d'un litige épuisées, le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS) de la CRE peut, dans certains cas, être saisi par un consommateur. Ces cas sont très rares, la plupart des différends trouvant une solution amiable avant la saisine du CoRDIS.

FIGURE N° 12 : ENERGIE CONCERNEE PAR LES QUESTIONS & RECLAMATIONS DE CONSOMMATEURS (ELECTRICITE / GAZ / ELECTRICITE & GAZ)

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



2.8 Relations contractuelles entre les clients et les fournisseurs

A. RELATIONS AVEC LES CLIENTS PROFESSIONNELS

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

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

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

Pour les petits consommateurs professionnels⁸, une liste d'informations précontractuelles et contractuelles a été définie par le législateur⁹. Depuis la loi n° 2008-776 du 4 août 2008 de modernisation de l'économie, ces informations doivent être mises à la disposition du client par écrit ou sur support durable préalablement à la conclusion du contrat. Pour cette catégorie de clients, le fournisseur est également tenu d'offrir la possibilité de conclure un « contrat unique » qui regroupe la fourniture et l'accès au réseau.

⁸ Souscrivant une puissance électrique égale ou inférieure à 36 kilovoltampères

⁹ Article 43 de la loi du 7 décembre 2006

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

La durée du contrat est libre. Elle peut être longue si le client le souhaite. La CRE s'est déclarée favorable à la mise en place de contrats de long terme, dans lesquels les fournisseurs s'engagent sur des prix dont l'évolution, au cours du contrat, serait liée à des indices transparents. Ces contrats doivent néanmoins être conformes au droit de la concurrence, notamment pour ce qui concerne les opérateurs en position dominante. La conclusion de contrats de long terme de fourniture 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 ≤ 36 kVA qui en feraient la demande leurs barèmes de prix ainsi que la description précise des offres commerciales auxquelles s'appliquent ces prix. Ces barèmes de prix doivent être identiques pour l'ensemble des clients éligibles de cette catégorie raccordés au réseau électrique continental.

Tout comme le contrat, le format de la facture est libre, excepté pour les petits consommateurs professionnels¹⁰.

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

- ligne relative à l'énergie consommée facturée et au tarif d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution. Lorsque le fournisseur facture simultanément au consommateur la fourniture d'énergie et l'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution, la loi du 10 février 2000 (article 22-VII) prévoit d'une part que l'énergie facturée pour les contrats d'une puissance souscrite ≤ 36 kVA doit l'être en fonction de l'énergie consommée et, d'autre part, que chaque kWh consommé doit être facturé « *au minimum [...] au montant prévu par le tarif d'utilisation des réseaux* » ;
- lorsque le fournisseur a conclu avec son client un contrat « *unique* » englobant la fourniture et l'acheminement de l'électricité, il facture simultanément à son client la fourniture d'énergie et l'utilisation des réseaux publics. Dans ce cas, il identifie sur la facture le montant correspondant à l'utilisation des réseaux publics par son client (article 5-I du décret n° 2001-365 du 26 avril 2001 relatif aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité) ;

¹⁰ L'arrêté du 2 juillet 2007 relatif aux factures de fourniture d'électricité ou de gaz naturel encadre les factures des petits professionnels et des particuliers.

- Pour les clients n'ayant pas exercé leur éligibilité, le fournisseur applique le tarif réglementé de vente. Les factures indiquent, pour la catégorie tarifaire concernée, la proportion correspondant aux coûts d'utilisation des réseaux publics. Le fournisseur reverse au gestionnaire de réseau les sommes qu'il a perçues au titre de l'utilisation de ce réseau (article 5-I du décret du 26 avril 2001) ;
- ligne relative à la contribution au service public de l'électricité (CSPE)
- ligne relative à la taxe sur la valeur ajoutée (TVA) en vertu du décret n° 2003-632 du 7 juillet 2003 ;
- ligne relative aux taxes locales (départementales et communales) en vertu du décret n° 2004-1210 du 15 novembre 2004 ;
- information sur l'origine de l'électricité fournie en application du décret n° 2004-388 du 30 avril 2004 (article 5) ;

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

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

B. RELATIONS AVEC LES CLIENTS RESIDENTIELS

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

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

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

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

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

- rappeler les éléments contenus dans l'offre ;
- être écrit ou disponible sur un support durable ;
- indiquer la date d'effet du contrat, les modalités d'exercice du droit de rétractation, les coordonnées du gestionnaire de réseaux (...).

Certaines dispositions sont encadrées :

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

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

3 Mesures visant à éviter les abus de position dominante

3.1 Marché de gros

A. LES VIRTUAL POWER PLANTS

Depuis 2001, EDF est tenu de vendre des VPP (*Virtual Power Plants*) qui sont un élément essentiel du marché de gros français. Ce sont des capacités virtuelles de production mises régulièrement aux enchères par EDF à la suite de la décision¹¹ de la Commission européenne l'autorisant à prendre une participation de 34,5 % dans l'électricien allemand EnBW.

En 2008, les VPP ont représenté 42 % des approvisionnements nécessaires aux opérateurs alternatifs pour couvrir la consommation de leurs clients éligibles et leurs engagements relatifs à la fourniture de pertes à RTE et au gestionnaire de réseau de distribution ERDF.

B. LA TRANSPARENCE DE LA PRODUCTION

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

Cette condition est particulièrement importante en France. En effet, EDF détenant la plupart des moyens de production, il est indispensable que les autres acteurs disposent d'informations leur permettant d'anticiper l'évolution de l'équilibre physique offre-demande du marché français.

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

Cette publication améliore la transparence du marché français :

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

¹¹ Décision du 7 février 2001.

Le dispositif de l'UFE reste toutefois perfectible, en particulier au regard des recommandations formulées par l'ERGEG dans ses *Guidelines of Good Practice on Information Management and Transparency in Electricity Markets* :

- la publication ne couvre que les moyens des producteurs participant à la démarche ;
- elle ne concerne que les moyens de production d'une puissance supérieure à 50 MW ;
- les données sont agrégées en catégories de production hétérogènes telles que « Charbon + gaz », « Fioul + pointe », « Autres » ;
- il n'existe pas d'actualisation en temps réel des données publiées, par exemple à la suite des incidents intervenant sur les centrales de production ;
- en l'absence de réception d'une donnée en provenance d'un producteur, RTE agrège la dernière donnée reçue de la part de ce producteur avec les données fournies par les autres producteurs. Dans le cas où aucune prévision plus ancienne n'est disponible pour la date considérée, aucune donnée n'est publiée.

La CRE considère qu'en l'état, le dispositif mis en place par les membres de l'UFE ne permet pas encore aux acteurs d'anticiper convenablement l'évolution de l'équilibre offre demande. En 2009, la CRE a formulé des recommandations visant à améliorer le dispositif actuel en concordance avec les lignes directrices élaborées par les régulateurs sectoriels (ERGEG) en matière de transparence.

C. LA SURVEILLANCE DES MARCHES DE GROS

a. LES ENJEUX DE LA SURVEILLANCE

L'article 28 de la loi du 10 février 2000, dans sa rédaction issue de la loi du 7 décembre 2006, a confié à la CRE la mission de surveillance des marchés. Il dispose que la CRE « *surveille, pour l'électricité et pour le gaz naturel, les transactions effectuées entre fournisseurs, négociants et producteurs, les transactions effectuées sur les marchés organisés ainsi que les échanges aux frontières. Elle s'assure de la cohérence des offres des fournisseurs, négociants et producteurs avec leurs contraintes économiques et techniques* ». La loi prévoit également que, si la CRE vient à détecter des pratiques délictueuses, son président saisit l'Autorité de la concurrence.

La surveillance d'un marché vise à détecter tout comportement anticoncurrentiel. Elle permet de vérifier que les acteurs qui disposent d'un pouvoir de marché n'en abusent pas, et que les transactions conclues sur les marchés n'ont pas pour objectif d'altérer le mécanisme de formation des prix.

Le prix sur un marché de gros détermine en effet :

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

Parmi les pratiques visées, on peut citer :

- la rétention de capacités de production qui vise à faire augmenter les prix par la création d'une pénurie artificielle ;
- la pratique de prix de vente excessivement bas, qui vise au contraire à faire baisser les prix en dessous de leur niveau normal et, ainsi, de réduire les revenus des concurrents ;

- l'envoi sur les plateformes de négociation, par un ou plusieurs acteurs, d'ordres d'achat ou de vente destinés à donner au marché une information erronée sur l'évolution des prix.

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

La CRE a mené, dès l'automne 2007, une première investigation sur les pics de prix d'électricité observés sur la bourse Powernext en octobre et novembre 2007. Les conclusions de ces investigations ont été publiées en avril 2008, et mentionnées dans le rapport annuel de la CRE à la Commission Européenne dans son rapport 2008.

A la suite de cette analyse ponctuelle, la CRE a publié en 2008 un premier rapport de surveillance des marchés de gros du gaz et de l'électricité. Le rapport analyse les prix et volumes sur les marchés de l'électricité et du gaz tout au long de l'année 2007.

Suite à cette publication, la CRE est en train de recourir à des analyses complémentaires et à entrepris des audits sur certaines décisions d'EDF, et notamment sur :

1. Les raisons pour lesquelles EDF a été fortement acheteur sur les marchés à terme en 2007 et les effets de cette stratégie sur le fonctionnement, en 2008, des marchés de court terme.
2. La méthode mise en œuvre par EDF pour gérer les diverses contraintes de ses parcs nucléaire et hydraulique et valoriser la production correspondante sur le marché de gros.
3. Les situations dans lesquelles les parcs nucléaire et au fioul paraissent avoir été sous-utilisés ; ces situations ont été observées pendant quelques dizaines d'heures.
4. Quelques interventions d'EDF sur le marché à terme à l'approche des enchères de VPP.

D. LES RECENTES FUSIONS ET ACQUISITIONS

Le 10 mai 2006, la Commission Européenne a reçu notification d'un projet de concentration, par lequel le groupe Gaz de France fusionnait, avec le groupe Suez par voie d'échange d'actions.

La Commission a examiné l'effet de l'opération proposée sur les marchés de l'électricité en Belgique et en France et en a conclu qu'à défaut des mesures correctives proposées, l'opération entraverait significativement une concurrence effective.

Pour répondre à ces préoccupations, Gaz de France et Suez ont proposé un ensemble de mesures. Plus précisément, GDF a cédé sa participation dans SPE, le second acteur des marchés d'électricité en Belgique.

La Commission a examiné les mesures correctives révisées à la lumière de la réponse des entreprises du marché à un premier ensemble de mesures et a conclu que les propositions finales suffiraient pour éliminer très nettement tous les problèmes de concurrence constatés. L'opération de fusion a été rendue effective en juillet 2008.

4 Actions pour abus de position dominante

4.1 L'affaire Solaire Direct

Le 19 Mai 2008, la société Solaire Direct a saisi l'Autorité de la Concurrence à l'encontre d'EDF pour abus de position dominante du fait de sa position de gestionnaire de réseau d'électricité et d'acheteur d'électricité photovoltaïque.

Solaire Direct est le premier opérateur exclusivement dédié à l'énergie photovoltaïque en France. Ses activités dans le domaine de l'électricité photovoltaïque sont doubles. D'une part, Solaire Direct propose à des particuliers et à des professionnels des offres globales liées à l'installation d'équipements photovoltaïques. D'autre part, elle exerce une activité de développement de parcs solaires photovoltaïques, en collaboration avec des communes. Solaire Direct exerce donc indirectement une activité de production d'électricité photovoltaïque.

Dans sa saisine, Solaire Direct reproche au groupe EDF :

- d'utiliser le fichier des clients au tarif réglementé de vente d'électricité pour leur envoyer, dans la lettre EDF Bleu Ciel, une publicité présentant son offre de conseil photovoltaïque et pour leur présenter des offres commerciales personnalisées ;
- de tirer de sa position de gestionnaire de réseau d'électricité et d'acheteur de l'électricité produite à partir d'une installation photovoltaïque un avantage en termes de marketing.

Solaire Direct a demandé la mise en place de mesures conservatoires, en particulier :

- faire cesser la diffusion de la publicité d'EDF Bleu Ciel pour les services d'accompagnement à la production photovoltaïque par l'intermédiaire de l'envoi des factures des clients d'EDF au tarif réglementé ;
- permettre un accès au fichier des clients d'EDF au tarif réglementé, ou, à défaut, qu'EDF renonce à utiliser cette base dans la promotion de son offre photovoltaïque ;
- enjoindre à EDF de cesser d'utiliser son statut particulier lié à sa mission de service public pour promouvoir ses activités concurrentielles.

L'Autorité de la Concurrence a demandé à la CRE des observations sur cette affaire, qui ont été communiquées le 30 octobre 2008. La décision de l'Autorité de la Concurrence a été rendue le 8 avril 2009.

IV . La régulation du marché du gaz naturel

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

Conformément à la directive 2003/55/CE, depuis le 1^{er} juillet 2007, le marché du gaz est ouvert à la concurrence en totalité, ce qui représente environ 11 millions de consommateurs. Il s'agit du quatrième marché en Europe en volume de ventes. Dans le prolongement de ce qui est fait pour l'ouverture des marchés aux professionnels le 1^{er} juillet 2004, la CRE assure le suivi de l'ouverture des marchés à l'ensemble des consommateurs. Pour cela, elle conduit 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 Le développement des initiatives régionales dans le gaz

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

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

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

La région Nord-Ouest constitue le cœur du marché gazier européen. Principale zone de consommation (58% de la demande de l'UE), elle regroupe un grand nombre de systèmes gaziers interconnectés et comprend les principaux hubs européens. Les enjeux liés au développement des flux transfrontaliers dans la région sont donc très importants en termes de développement de la concurrence, d'émergence de places de marché efficaces et de renforcement des interactions entre pays au bénéfice de la sécurité d'approvisionnement.

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

La CRE pilote deux projets : l'un sur le fonctionnement des interconnexions et l'autre sur les open seasons.

Concernant le projet sur les interconnexions, la CRE suit la mise en œuvre des engagements pris par les gestionnaires de réseaux allemand, belge et français aux points de Blaregnies/Taisnières (frontière franco-belge) et de Medelsheim/Obergailbach (frontière franco-allemande). Face aux difficultés des expéditeurs, les gestionnaires de réseau allemands (E.ON Gastransport, EGT et GRTgaz Deutschland) et belge (Fluxys) se sont engagés à améliorer la transparence et ont réalisé des progrès significatifs sur le plan opérationnel.

Concernant le projet sur les open seasons destinées à permettre l'investissement dans de nouvelles capacités d'interconnexion, la coordination transfrontalière s'est révélée être un point crucial. Le projet, mené par la CRE, entend exploiter les enseignements des procédures déjà mises en œuvre pour mieux identifier les difficultés rencontrées et apporter des compléments aux guides de bonne pratique sur les open seasons (Guidelines for Good Practice on Open Season Procedures, GGPOS) publiés par l'ERGEG en mars 2007. Le projet exploite notamment les leçons apportées par les deux procédures menées en 2008 qui sont décrites ci-dessous.

Résultats de l'open season GRTgaz et Fluxys à Taisnières H

GRTgaz et Fluxys ont repris en novembre 2008 la phase engageante d'attribution des capacités de l'open season transfrontalière coordonnée qu'ils avaient lancée en avril 2007 puis suspendue pendant une année. Cette procédure est intervenue conjointement avec l'open season organisée par Gas Transport Service (GTS), le transporteur néerlandais, pour une partie de son réseau. GTS a offert aux expéditeurs l'opportunité d'ajuster leurs offres en fonction des résultats de l'open season GRTgaz-Fluxys en reportant la date butoir de la phase engageante de sa propre procédure. Cette initiative a, de fait, élargi la coordination à trois pays.

Ainsi, 17 expéditeurs ont souscrit de la capacité d'entrée côté français où l'ensemble des demandes ont été satisfaites pour un total de 592 GWh/jour. Côté belge, 14 expéditeurs ont souscrit de la capacité de transport vers la France pour un total de 316 GWh/jour. Cet écart est lié au niveau des capacités déjà réservées. Les allocations ont été accordées pour des durées supérieures à 10 ans. La date de mise en service prévue pour les nouvelles capacités

est le 1^{er} décembre 2013.

Les résultats de l'open season d'E.ON Gastransport à Obergailbach

E.ON Gastransport (EGT), principal transporteur allemand, a également lancé en 2008 une open season non coordonnée avec les GRT adjacents sur l'ensemble de son réseau. Cette open season n'a pas révélé une demande suffisante pour construire des capacités supplémentaires au point d'entrée en France à Obergailbach.

Les exemples ci-dessus ont révélé deux choses. D'une part, il est nécessaire de mieux harmoniser les règles des deux côtés des frontières. D'autre part, il faut systématiser la coordination entre GRT afin d'éviter les problèmes issus d'un manque de dialogue entre opérateurs.

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

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

Les résultats de l'attribution conjointe des capacités à Larrau d'avril 2010 à avril 2013

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

Les enjeux associés à ces développements sont particulièrement importants, contribuant à la diversification des approvisionnements en Espagne et dans le sud de la France. Comme en témoigne le succès des procédures d'allocation des capacités au point de Larrau qui se sont déroulées en octobre et novembre 2008, les attentes du marché sont très fortes.

TIGF et Enagas ont en effet mis en œuvre, sous contrôle de la CRE et de la CNE (le régulateur espagnol), une procédure de vente par guichet (Open Subscription Period, OSP) portant sur l'intégralité des capacités de long-terme disponibles du 1er avril 2009 au 1er avril 2013 ainsi que les capacités de court terme allant du 1er avril 2009 au 1er avril 2010. Tous les ans jusqu'en 2011, les 20 % de capacités réservés au court terme seront proposés au marché.

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

Deux phases de développement de nouvelles capacités entre la France et l'Espagne sont prévues aux horizons 2013 et 2015.

La première portera sur le renforcement de l'axe ouest, par Larrau et Biriadou, et la seconde sur la création d'un nouveau point d'interconnexion au niveau de la Catalogne (« Midcat »). Côté français, ces différents projets nécessiteront d'importants renforcements du réseau jusqu'à la zone GRTgaz nord. Les décisions d'investissements devront être prises à l'issue de procédures d'open season prévues en 2009. Cela permettra de dimensionner les infrastructures et de disposer d'engagements fermes à long terme de la part des expéditeurs, ce qui garantira la viabilité économique des projets.

2 Gestion et allocation de la capacité d'interconnexion

2.1 Les congestions sur le réseau de transport

L'activité des expéditeurs sur le réseau français s'est développée au cours de l'année 2008 permettant une augmentation significative de la concurrence dans les diverses zones géographiques. En mars 2009, 48 expéditeurs étaient actifs sur le réseau de GRTgaz et 20 sur le réseau TIGF, contre respectivement 44 et 13 en avril 2008.

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

Cette congestion résulte non seulement d'une limitation de la capacité des ouvrages situés à proximité de la bordure des deux zones, mais également, et surtout, d'un manque de capacités permettant, à l'intérieur des zones Nord et Sud, d'acheminer le gaz depuis les points d'entrées (Fos ou Taisnières) jusqu'aux points de liaison.

GRTgaz prévoit deux étapes pour éliminer progressivement cette congestion dans son plan d'investissement à 10 ans pour la période 2008-2017.

Un groupe de travail a été lancé sur le sujet en 2009 afin d'améliorer les règles d'allocation des capacités à cette liaison.

2.2 Mécanismes visant à faire face à la congestion

Différents mécanismes de traitement de ces congestions sont en place.

A. LES CAPACITES RESTITUABLES

Sur tous les points d'entrée, de sortie (à l'exception d'Oltingue) ou d'interface réseaux de GRTgaz, un mécanisme de capacités restituables est en place et est utilisé par des expéditeurs nouveaux entrants.

Pour chaque point d'entrée, les expéditeurs ayant souscrit plus de 20% de la capacité ferme annuelle totale s'engagent à remettre à disposition du marché une fraction R de leur capacité ferme annuelle ou saisonnière sous la forme de capacités restituables, afin que d'autres expéditeurs puissent en bénéficier. La fraction R de capacité restituable est définie dans le tableau suivant :

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

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

Le prix de la capacité restituable est égal à 90% du prix de la capacité ferme annuelle ou saisonnière correspondante. La capacité restituable est considérée comme de la capacité ferme. Elle est attribuée selon les règles de souscription et d'allocation des capacités et est commercialisée pour des durées de 1 à 4 ans.

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

Le mécanisme UIOLI court terme est mis en œuvre sur les réseaux des deux transporteurs français. Il permet à un expéditeur de demander des capacités supplémentaires au-delà de ses souscriptions (fermes et interruptibles). Ces capacités pourront lui être attribuées (totalement ou partiellement) si un autre expéditeur n'utilise pas toutes ses capacités pour un jour donné.

Les capacités UIOLI sont demandées au jour le jour pour le lendemain. Par conséquent, les capacités pour le jour J sont demandées par le biais des nominations (au-delà des droits) à partir de 14h le jour J-1 jusqu'à 3h le jour J. Dans le cas où les capacités demandées dans le cadre de l'UIOLI ne peuvent être complètement servies, les capacités sont allouées au prorata des demandes reçues.

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

Au cours de l'année 2008, les quantités acheminées grâce au mécanisme d'UIOLI court terme ont représenté 1145 GWh.

C. USE IT OR LOOSE IT (UIOLI) LONG TERME:

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

Un expéditeur A peut demander au GRT la mise en œuvre de la procédure UIOLI long terme en un point d'interconnexion réseau si :

- Le GRT n'a pas pu satisfaire sa demande, dûment justifiée, pour une capacité annuelle sur un point d'interconnexion réseau,
- L'expéditeur demandeur A informe le GRT qu'il a contacté tous les expéditeurs tiers inscrits sur la liste publiée sur le site Internet de GRTgaz et qu'il n'a pu acquérir auprès d'eux la capacité demandée à un prix inférieur ou égal au tarif appliqué par le GRT pour cette capacité.

Le GRT examine alors si un ou plusieurs expéditeurs sont susceptibles de rétrocéder de la capacité au point d'interconnexion réseau. S'il identifie un expéditeur B qui a utilisé moins de 80% de sa capacité réservée pour une période de six mois consécutifs (dont un mois en hiver), le GRT peut lui demander de restituer une partie de la capacité journalière d'entrée ou de sortie équivalente à celle demandée par l'expéditeur A.

L'expéditeur B peut refuser la rétrocession notifiée par le GRT en apportant les justifications suivantes : obligation de service public, dispositions d'un contrat de fourniture ou d'approvisionnement en vigueur ou existence de circonstances exceptionnelles. Le GRT informe alors l'expéditeur B de sa décision définitive.

L'expéditeur B peut contester cette demande auprès de la CRE. En cas de décision de la CRE défavorable à l'expéditeur B, ce dernier paie au GRT un complément de prix égal à 10% du prix de la capacité contestée sur la période où la rétrocession a été demandée.

D. MARCHÉ SECONDAIRE DES CAPACITÉS ET CAPACITÉS AUX FRONTIÈRES

Les expéditeurs ont la possibilité de procéder à des échanges de capacités (capacités d'entrée, capacités de sortie vers les PIR, capacités de liaison et capacités d'entrée et de sortie au PITS).

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

Jusqu'à la fin de l'année 2008, dans le cas de GRTgaz, l'échange de capacités se faisait sur le site internet du transporteur. Lorsqu'une demande de souscription mensuelle excédait la capacité disponible, GRTgaz recherchait la capacité manquante auprès d'autres expéditeurs et pouvait être ainsi amené à proposer un échange de capacités anonyme.

Dans le cas de TIGF, les transactions sont conclues sur une base bilatérale (de gré à gré). Elles sont notifiées séparément par les deux parties ayant signé un contrat de transport et validées par TIGF qui vérifie la cohérence entre cession et acquisition de capacités.

La liquidité du marché secondaire de capacités de transport de gaz en France est restée très faible en 2008. En effet, de janvier à septembre 2008, les cessions de capacités n'ont représenté que 2 % des capacités primaires, et 71 % des capacités échangées l'ont été exclusivement entre 4 acteurs principaux.

Capsquare

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

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

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

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

- cette plateforme est l'outil unique mis à disposition par GRTgaz pour l'échange de capacités ;
- le service automatique et sans surcoût existant pour l'enregistrement des cessions de droits d'usage conclues de gré à gré est transféré du site client de GRTgaz, ECT, à Capsquare ;
- le service manuel (par fax ou courrier) et sans surcoût existant pour l'enregistrement des cessions de capacités complètes conclues de gré à gré est maintenu ;

- l'accès à la plateforme est payant pour le service d'échange multilatéral et pour le service de notification des échanges de gré à gré, afin de couvrir les coûts de développement et de gestion de cet outil. Le prix, composé d'un abonnement fixe pour accéder à la plateforme et d'un terme proportionnel aux capacités échangées, serait établi par GRTgaz.

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

Par cette même délibération, la CRE a également étendu les règles de cession coordonnée des capacités à l'interface entre les réseaux de TIGF et de GRTgaz (sortie du réseau d'un transporteur et entrée sur le réseau de l'autre transporteur) au marché secondaire. La CRE a demandé à GRTgaz et TIGF de prévoir dans leurs règles opérationnelles applicables à compter du 1er janvier 2009 que toute cession des capacités à l'interface GRTgaz-TIGF est notifiée aux deux transporteurs et concerne le même acquéreur ainsi que la même capacité (niveau et durée) des deux côtés de l'interface. Cette disposition s'applique à la cession du droit d'usage comme à la cession complète.

E. LES MODALITES DE RESERVATION DES CAPACITES

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

Il est possible de réaliser :

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

GRTgaz et TIGF utilisent les règles d'allocation suivantes :

• GRTgaz

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

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

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

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

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

- **TIGF**

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

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

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

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

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

F. OBLIGATIONS DE TRANSPARENCE

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

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

En 2008, les deux GRT ont publié toutes les informations demandées pour les capacités d'entrée, de sortie, de liaisons entre zones d'équilibrage et aux interfaces avec les terminaux méthaniers (données historiques et actuelles).

Ces données sont :

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

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

Il convient d'observer que, dans l'ensemble, les deux GRT français respectent l'intégralité des dispositions du règlement 1775/2005¹² relatives à la transparence. Ces deux GRT vont même parfois plus loin que ces dispositions, notamment en ce qui concerne les flux et les capacités.

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

Non applicable

H. CONTRAT DE TRANSIT DE LONG TERME

Il existe deux flux gaziers transitant par la France :

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

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

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

I. CALCUL DE LA CAPACITE TECHNIQUE

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

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

3.1 Nombre de gestionnaires de réseaux

Depuis le 1^{er} janvier 2005, il existe en France deux gestionnaires de réseau de transport (GRT).

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

Il existe 24 gestionnaires de réseaux de distribution (GRD).

- Gaz Réseau Distribution France (GrDF), filiale de GDF Suez, détenait 96% des quantités de gaz distribuées en 2008 (soit environ 333 TWh par an).
- Les autres réseaux sont concédés ou exploités en régie par 23 entreprises locales de distribution (ELD) qui distribuent environ 14 TWh par an, dont 10 TWh pour les deux plus importantes d'entre elles, Régaz (Bordeaux) et Réseau GDS.
- Depuis Septembre 2008, un nouveau GRD de gaz naturel, Antargaz, est actif sur la commune de Schweighouse, dans le Haut-Rhin. Antargaz n'exploitait jusqu'alors que des réseaux de gaz propane. Ce réseau est le premier sur lequel le GRD n'est pas lié à un fournisseur historique.

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

FIGURE N° 13 : RESEAUX DE GAZ NATUREL, TERMINAUX METHANIER, STOCKAGES SOUTERRAINS ET ENTREPRISES LOCALES DE DISTRIBUTIONS



3.2 Les tarifs d'accès aux réseaux

A. PROCEDURE

L'article 7 de la loi du 3 janvier 2003 prévoit que les décisions sur les tarifs d'utilisation des réseaux de transport, des réseaux de distribution et des terminaux méthaniers sont prises conjointement par le ministre chargé de l'économie et le ministre chargé de l'énergie, sur proposition de la CRE.

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.

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

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

a. TRANSPORT

Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel pour l'année 2008 étaient en vigueur entre le 1^{er} janvier 2007 et le 31 décembre 2008. Ils avaient été conçus suivant la structure d'ensemble de 5 zones d'équilibrage, et suivant la tarification « entrée-sortie » sur le réseau principal.

En 2008, la CRE a élaboré des tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel, qui s'appliquent depuis le 1^{er} janvier 2009 jusqu'au 31 décembre 2012 pour GTRgaz et jusqu'au 31 décembre 2010 pour TIGF. Ils ont été conçus suivant la structure d'ensemble de 3 zones d'équilibrage (zone Nord, zone Sud et zone TIGF en série) et suivant la tarification « entrée-sortie » sur le réseau principal. Le nouveau cadre tarifaire a permis la fusion des zones Ouest, Nord, Est en une seule zone Nord décomposée en deux périmètres d'équilibrage physique liés respectivement au gaz H et au gaz B.

Jusqu'à fin 2008, le taux de rémunération de la BAR retenu pour les tarifs en vigueur était de 7,25% (réel avant impôt). En ce qui concerne le système d'incitation à l'investissement, une prime de 125 points de base s'appliquait à tous les investissements mis en service à compter du 1^{er} janvier 2004. Une prime additionnelle de 300 points de base – soit une rémunération totale de 11,5% - était ajoutée au cas par cas (décision de la CRE après analyse de la

demande de l'opérateur) pour une durée de 5 ou 10 ans aux investissements de nature à contribuer significativement à l'amélioration du fonctionnement du marché.

A compter du 1^{er} janvier 2009, un nouveau cadre de régulation est entré en vigueur. Le taux de rémunération de la BAR retenu pour les tarifs en vigueur est de 7,25% (réel avant impôt). En ce qui concerne le système d'incitation à l'investissement, la prime de 125 points de base s'applique désormais aux investissements :

- mis en service entre le 1^{er} janvier 2004 et le 31 décembre 2008 ;
- décidés avant le 31 décembre 2007 et mis en service à compter du 1^{er} janvier 2009.

Une prime additionnelle de 300 points de base est ajoutée sans délibération de la CRE pour une durée de 10 ans aux investissements de nature à créer des capacités additionnelles ou à réduire le nombre de zones d'équilibrage.

Ces tarifs sont assortis d'un compte de régularisation des charges et produits (CRCP), destiné à reporter tout ou une partie des écarts entre prévisions et réalisations concernant certains postes de revenus ou de charges difficilement prévisibles. Depuis le 1^{er} janvier 2008, les tarifs comportent un prix unique de sortie du réseau principal, quelle que soit la zone de sortie sur le réseau régional.

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

b. DISTRIBUTION (GRDF ET ELD)

Le nouveau cadre de régulation des opérateurs de distribution a été fixé en deux temps. D'une part, GrDF (96% du réseau de distribution français) applique de nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux de distribution depuis le 1^{er} juillet 2008. D'autre part, au 1^{er} juillet 2009, les ELD appliqueront également de nouveaux tarifs.

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

- d'un tarif pluriannuel sur 4 ans, du 1^{er} juillet 2008 au 30 juin 2012 pour GrDF et du 1^{er} juillet 2009 au 30 juin 2013 pour les ELD, avec une évolution au 1^{er} juillet de chaque année de la grille tarifaire selon des règles prédéfinies ;
- d'un compte de régularisation des charges et des produits (CRCP), permettant de corriger, pour certains postes préalablement identifiés, les écarts entre les charges et les produits réels et les charges et les produits prévisionnels utilisés pour cette proposition tarifaire ;
- d'une incitation à la maîtrise des coûts ;
- d'une incitation à l'amélioration de la qualité de service.

Ce nouveau cadre de régulation donne ainsi à l'ensemble des acteurs du marché une meilleure visibilité et apporte également aux opérateurs une réduction des risques.

Pour établir ses propositions, la CRE a organisé plusieurs consultations et a procédé à l'audition des différents acteurs.

Sur la base des différents résultats, la CRE a retenu un objectif de productivité propre à chaque opérateur en fonction de la situation propre de chaque opérateur (GrDF et les ELD).

La CRE a également réexaminé les différents paramètres intervenant dans le calcul du coût moyen pondéré du capital (CMPC). La CRE a retenu un taux de rémunération de 6,75 % réel avant impôt.

La structure du tarif est conservée avec quatre options principales. Pour un point de livraison donné, le choix de l'option tarifaire est laissé à l'expéditeur. Le tarif s'applique par point de livraison.

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

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.

a. POUR LES GESTIONNAIRES DE RESEAUX DE TRANSPORT

Jusqu'à fin 2008, différents indicateurs étaient suivis pour évaluer la qualité de service des GRT, comme par exemple :

- Les 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 ;
- Les refus d'accès, en indiquant les points du réseau et les expéditeurs concernés.

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

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

Les indicateurs de suivi de la qualité de service transmis à la CRE devront être certifiés par un organisme extérieur. En outre, le dispositif de suivi de la qualité de service des GRT pourra être soumis à tout audit que la CRE jugera utile.

Il existe trois types d'indicateurs :

- Des indicateurs de suivi de qualité de service des GRT donnant lieu à une incitation financière :

- Qualité des mesures provisoires de quantité de gaz livrée aux PITD transmises aux GRD pour le calcul des allocations provisoires ;
- Qualité des quantités télérelevées aux points de livraison des consommateurs raccordés au réseau de transport ;
- Taux de disponibilité du portail des GRT ;
- Indicateurs relatifs à la qualité des données transmises ;
- Indicateurs relatifs aux programmes de maintenance
- Indicateurs relatifs à la relation avec les expéditeurs.

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

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

b. POUR LES RESEAUX DE DISTRIBUTION

Différents indicateurs étaient suivis auparavant par la CRE pour évaluer la qualité de service sur les réseaux de distribution, tels que les interventions pour dépannage, les interruptions de l'acheminement, les demandes de changement de fournisseur, les demandes de coupures pour impayé, les demandes de raccordement et les plaintes/réclamations de clients finals.

Depuis le 1^{er} juillet 2008, dans le cadre du nouveau tarif pour l'accès des tiers au réseau de distribution de GrDF, la CRE a mis en place un mécanisme de régulation incitatif, destiné à assurer le maintien du niveau de qualité de service et de prévenir toute dégradation qui pourrait être consécutive aux efforts de productivité demandés à l'opérateur.

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

Il existe deux types d'indicateurs :

- des indicateurs faisant l'objet d'un suivi par la CRE, d'une publication des résultats et d'une incitation financière en cas de non atteinte ou de dépassement d'objectifs préalablement définis.
 - qualité des relevés transmis aux GRT pour les allocations journalières aux Points d'Interface Transport Distribution (PITD) ;
 - délai de transmission aux GRT des estimations journalières de quantités enlevées par les fournisseurs aux PITD ;
 - taux de disponibilité du portail Fournisseur ;
 - nombre de rendez-vous planifiés non respectés par le GRD ;
 - taux de réponses aux réclamations Fournisseurs dans les 30 jours.

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

- des indicateurs faisant l'objet d'un suivi par la CRE, avec publication des résultats
 - un indicateur relatif à l'environnement (émissions de gaz à effet de serre dans l'atmosphère) ;
 - 9 indicateurs relatifs aux devis et interventions ;
 - 3 indicateurs relatifs à la relation avec les consommateurs finals ;
 - 2 indicateurs relatifs à la relation avec les fournisseurs ;
 - 9 indicateurs relatifs à la relève et à la facturation.

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

Concernant l'évolution des indicateurs de qualité de service de GrDF, les résultats de la majorité des indicateurs soumis à incitations financières s'améliorent globalement.

- Le taux de réponses aux réclamations de fournisseurs dans les 30 jours est passé de 95% en juillet 2008 à 98,8% en avril 2009.
- Le taux de disponibilité du portail Fournisseur est systématiquement supérieur à l'objectif de base de 96% entre janvier 2009 et avril 2009, avec une disponibilité proche de 100%, alors qu'il pouvait être inférieur à cet objectif de base entre juillet 2008 et décembre 2008.
- La qualité des allocations transmises aux GRT s'améliore globalement, même si des événements ponctuels ont pu dégrader les résultats de l'indicateur.
- L'indicateur de suivi du respect des délais de transmission aux GRT des données d'allocations montre des résultats supérieurs à l'objectif de base de 165 jours sur le second semestre 2008, sans dépasser l'objectif cible de 175 jours.

La délibération sur les tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution publiée par la CRE le 2 avril 2009 a mis à jour le dispositif de régulation incitative de la qualité de service de GrDF à compter du 1^{er} juillet 2009. De plus, le mécanisme de régulation incitatif a été étendu à l'ensemble des ELD, avec l'introduction de certains indicateurs mentionnés plus haut pour GrDF, afin d'assurer une amélioration du niveau de qualité de service offert par les ELD et de prévenir toute dégradation qui pourrait être consécutive aux efforts de productivité demandés aux ELD. Ce mécanisme a été adapté à la situation propre de chaque ELD

C. REFUS D'ACCES AU RESEAU DE TRANSPORT

Il n'y a eu aucun refus d'accès sur l'année 2008.

D. TARIFS D'UTILISATION DES TERMINAUX METHANIERS

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

Un troisième terminal est en cours de construction à Fos-sur-Mer (Fos-Cavaou). Il est géré par la Société du Terminal Méthanier de Fos Cavaou (STMFC), détenue par Elengy (filiale de GDF Suez, 69,7% des parts) et Total (30,3%). Sa mise en service commerciale est actuellement prévue au premier semestre 2010.

En 2008, le terminal méthanier de Fos Tonkin a accueilli 142 navires et a émis sur le réseau de transport de gaz 59,55 TWh de gaz. Celui de Montoir-de-Bretagne a accueilli 91 navires et émis sur le réseau de transport 80,41 TWh de gaz.

Les tarifs actuels d'utilisation des terminaux méthaniers de Fos-Tonkin et Montoir, proposés par la CRE le 26 octobre 2005, sont entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2006. Le taux de rémunération des actifs est constitué du taux de base appliqué aux infrastructures de transport de gaz, soit actuellement 7,25%, auquel s'applique une prime additionnelle de 200 points de base pour tenir compte des risques spécifiques liés à l'activité du GNL. Pour les actifs mis en service après le 1^{er} janvier 2004, une prime de 125 points de base est accordée.

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

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

En juillet 2008, la CRE a consulté le marché sur les principes de tarification de l'utilisation des terminaux méthaniers en vue de proposer de nouveaux tarifs en juillet 2009. Un retard important dans la mise en service de Fos Cavaou a conduit la CRE à reporter sa proposition tarifaire.

Les évolutions envisagées :

La CRE devrait proposer de nouveaux tarifs d'utilisation des terminaux méthaniers en juillet 2009 pour une durée tarifaire portée à 3 ans, à compter du :

- 1^{er} janvier 2010 pour les terminaux de Montoir et de Tonkin ;
- de la mise en service commerciale pour le terminal de Fos Cavaou.

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

- La suppression de la prime de 125 points de base précédemment attribuée à tous les investissements entrés en service à compter du 1^{er} janvier 2004 ;
- L'attribution d'une majoration de 200 à 300 points de base sur une période de 10 ans dans le cas d'investissements aboutissant à une augmentation significative et durable des capacités de regazéification, et après examen, le cas échéant, des dossiers présentés par les opérateurs à la CRE.
- Une incitation à la productivité et à la vente de capacités ;
- Une simplification de la structure tarifaire, réduisant de 6 à 5 le nombre de termes tarifaires.

3.3 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 de livraison.

Chaque expéditeur doit donc équilibrer ses injections de gaz sur les réseaux (importations, production, achats aux points d'échange de gaz (PEG), soutirages des stockages) et ses soutirages (consommation de son portefeuille de clients, exportations, ventes aux PEG, injection dans les stockages).

A. MECANISME D'EQUILIBRAGE DE GRTGAZ

Un nouveau système d'équilibrage a été mis en place par GRTgaz au cours de l'année 2007 afin d'évoluer progressivement vers un système reposant sur le marché : GRTgaz utilise le marché pour couvrir une partie de ses besoins d'équilibrage (environ 20 %) à travers une plateforme d'échange, appelée Balancing GRTgaz, opérée par Powernext. Le prix moyen des transactions sur la plateforme de Powernext est repris pour facturer aux expéditeurs une partie de leurs déséquilibres.

Ce dispositif a fonctionné tout au long de l'année 2008. En décembre 2008, 16 sociétés étaient inscrites sur la plateforme d'échange Balancing GRTgaz, contre 11 fin 2007.

En pratique, le prix d'équilibrage est resté proche de la cotation Zeebrugge Day Ahead. Ainsi, le nouveau système présente l'avantage de donner aux expéditeurs un signal quant au coût de leurs déséquilibres fondé sur des données économiques et non sur une référence normative.

B. LA MISE EN COHERENCE AVEC POWERNEXT

Dans sa délibération du 23 octobre 2008, la CRE a approuvé la proposition de GRTgaz d'égaliser la taille des lots échangés (de 150 à 250 MWh par jour) sur la plateforme Balancing GRTgaz avec celle de la bourse du gaz, lancée par Powernext le 26 novembre. Cette mesure a été décidée pour faciliter, à terme, le regroupement éventuel des deux plateformes.

C. LA REDISTRIBUTION DE LA TOLERANCE D'EQUILIBRAGE EN FAVEUR DE LA ZONE SUD

Dans sa délibération du 26 novembre 2008, la CRE a approuvé des propositions de GRTgaz visant à adapter le système d'équilibrage à la nouvelle structure du transport entrant en vigueur au 1er janvier 2009.

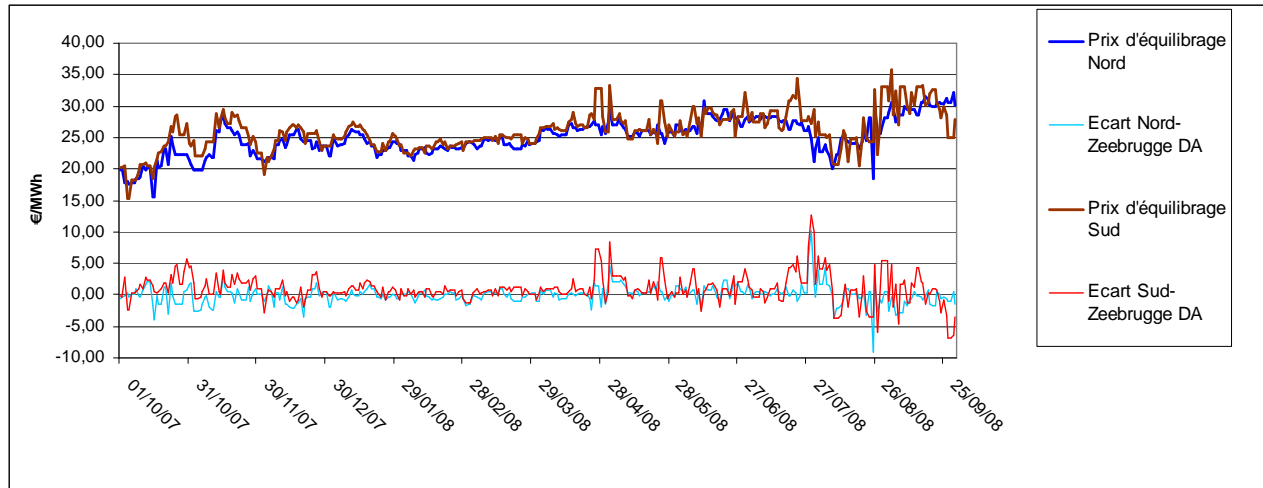
Les dispositions suivantes ont été adoptées :

- une nouvelle répartition de la tolérance d'équilibrage favorable à la zone Sud de GRTgaz et aux petits portefeuilles ;
- un dispositif temporaire (12 mois) d'accompagnement de la suppression du mécanisme de mutualisation des déséquilibres entre zones d'équilibrage.

La CRE a également demandé à GRTgaz de poursuivre les travaux en 2009 au sein de l'instance de concertation relative à l'acheminement sur les réseaux de transport de gaz, en veillant à la prise en compte des chantiers importants suivants :

- l'évolution de la structure d'ensemble du réseau de transport en France ;
- l'impact du fonctionnement des cycles combinés à gaz sur l'équilibrage du réseau ;
- l'évolution progressive vers un équilibrage de marché et la définition du système d'équilibrage cible.

FIGURE N° 14 : L'ÉVOLUTION DU PRIX D'ÉQUILIBRAGE EN 2008



Source CRE

D. MECANISME D'ÉQUILIBRAGE DE TIGF

Concernant le mécanisme d'équilibrage de TIGF, les expéditeurs peuvent corriger leurs déséquilibres sur le réseau de transport avec leur propre gaz, par la correction a posteriori de leurs nominations d'injection et de soutirage.

3.4 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.

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.

A. LES PRINCIPES GENERAUX DE DISSOCIATION COMPTABLE

Toutes entreprises exerçant, dans le secteur naturel, une ou plusieurs des activités concernées, doivent tenir aujourd'hui, dans leurs comptabilités internes, des comptes séparés au titre, respectivement, de la distribution (pour les ELD concernées), du transport (pour TIGF), du stockage du gaz naturel ainsi qu'au titre de l'exploitation des installations de gaz naturel liquéfié. Le cas échéant, les entreprises doivent tenir un compte séparé pour l'activité de négoce de l'électricité et un compte regroupant l'ensemble de leurs autres activités en dehors du gaz naturel.

A cela s'ajoute, la tenue de comptes dissociés, pour les activités de fourniture, entre clients ayant exercé leur éligibilité et clients ne l'ayant pas exercée. La CRE dispose d'un pouvoir réglementaire supplétif qui lui permet de préciser aux opérateurs les règles applicables à la dissociation comptable.

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

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

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

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

Les filiales produisent des comptes séparés, mais ils maintiennent des relations financières avec leurs maisons mères et peuvent également supporter des coûts partagés avec d'autres entités des groupes verticalement intégrés.

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.

Depuis la filialisation, elles sont désormais transcrites dans des contrats ou s'inscrivent dans le cadre des relations usuelles entre maison-mère et filiale, comme pour ce qui concerne par exemple la remontée de dividendes. L'enjeu n'en reste pas moins de s'assurer de l'indépendance des réseaux et de l'absence de subventions croisées. De ce point de vue, la CRE continuera à veiller au respect de ces principes, notamment par le biais des audits en application des dispositions de l'article 27 de la loi du 10 février 2000 qu'elle mène régulièrement sur les comptes des opérateurs de réseaux. Ceux-ci sont réalisés soit par les agents de la CRE habilités, soit par des cabinets d'audits extérieurs retenus après appel d'offres.

Les opérateurs gaziers ne sont pas tenus de publier leurs comptes dissociés. Ces comptes sont communiqués, chaque année, à la CRE.

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

B. LA DISSOCIATION DE LA FOURNITURE

En application des dispositions de la loi du 9 août 2004, les entreprises intervenant dans les secteurs de l'électricité et du 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.

Dans le gaz, au même titre que dans le secteur électrique, la loi du 7 décembre 2006 impose désormais aux opérateurs une obligation de dissociation de la fourniture à partir du 1^{er} juillet 2007 entre les clients ayant exercé leur éligibilité et les clients n'ayant pas exercé leur éligibilité.

Les opérateurs concernés par ce nouveau périmètre sont GDF et les ELD exerçant dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel. Les principes de dissociation comptable des activités de fourniture selon ce périmètre seront transmis à la CRE.

Les opérateurs concernés par ce nouveau périmètre sont GDF et les ELD exerçant dans le domaine de l'électricité et du gaz naturel. Les principes de dissociation comptable des activités de fourniture selon ce périmètre sont transmis à la CRE.

La CRE avait approuvé par délibération du 20 juillet 2006 les principes proposés par GDF pour la tenue de comptes dissociés pour les activités de fourniture aux clients éligibles et de fourniture aux clients non éligibles, sous certaines réserves. La CRE avait demandé que le périmètre "autres activités" soit scindé en clients éligibles, clients non éligibles et opérations ne relevant pas de la fourniture aux clients finals. Elle avait aussi demandé que la répartition du coût du gaz livré soit opérée à partir du coût de revient comptable, corrigé des remarques formulées par la CRE dans sa communication du 28 février 2006 sur l'audit des coûts d'approvisionnement de Gaz de France.

Les principes proposés par les ELD pour la tenue de comptes dissociés pour les activités de fourniture aux clients éligibles et de fourniture aux clients non éligibles ont été approuvés par la CRE par délibération du 7 février 2007, sous certaines réserves. La CRE considère que les ELD devront respecter les principes généraux de dissociation et que les fournisseurs concernés devront adapter leur SI afin d'assurer un suivi analytique précis sur les périmètres dissociés par typologie de clientèle. Elle a aussi demandé de fournir avec leurs comptes dissociés une liste auditable des principaux postes ventilés selon des clés de répartition, ainsi que les méthodes employées et les résultats obtenus.

3.5 Indépendance des gestionnaires de réseaux publics

- L'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport

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

La CRE constate des améliorations en matière de visibilité chez GRTgaz et TIGF. Les logos des maisons mères n'apparaissent plus sur les supports de communication des deux GRT. TIGF publie dorénavant un rapport annuel qui lui est propre.

En revanche, dans son dernier rapport de bonne conduite¹³, la CRE relève encore certains points de progrès et demande notamment la mise en place d'indicateurs pertinents de respect de la règle de non-discrimination.

- L'indépendance des gestionnaires de réseaux de distribution

¹³« Respect des codes de bonne conduite et indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel – Rapport 2008 ». Ce rapport est disponible sur le site de la CRE (section publication, rapport thématique, 04/03/2009).

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

Les statuts de GrDF sont conformes aux demandes de la CRE, sauf en ce qui concerne les durées relatives des mandats du Directeur général (3 ans) et des administrateurs qui le nomment (5 ans).

En ce qui concerne Régaz et Réseau GDS, la situation apparaît plus contrastée : les maisons mères ont fait le choix de filialiser les activités de fourniture et de maintenir les gestionnaires de réseaux en leur sein. Ce schéma de séparation juridique implique la mise en place de modes de fonctionnement qui doivent garantir réellement l'indépendance du gestionnaire de réseau. S'il est encore prématuré de porter un jugement sur l'indépendance réelle des deux GRD concernés, il convient de souligner que la CRE contrôlera en 2009 la mise en œuvre de tels dispositifs.

S'agissant de Réseau GDS, le logo du GRD est très proche de celui du fournisseur.

De façon générale, les GRD et leurs missions demeurent mal connus du grand public. Ce déficit de notoriété entretient une incompréhension préjudiciable à l'ouverture des marchés. Il apparaît donc indispensable que les GRD se dotent d'une identité propre et travaillent à la visibilité de leur statut et de leurs fonctions auprès des consommateurs.

- Le respect des codes de bonne conduite

Conformément à la loi du 9 août 2004, transposant la directive européenne du 26 juin 2003, la CRE a publié en janvier 2009 son 4^{ème} rapport sur le respect des codes de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseaux. Tous les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution (filialisés) soumis à cette obligation ont élaboré un code de bonne conduite et l'ont communiqué à la CRE. Ces codes traitent de la non-discrimination et de la transparence, ainsi que de la protection des informations commercialement sensibles (ICS).

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

Les codes de bonne conduite, imposés par le législateur comme moyen de non-discrimination, sont donc en place et appliqués. Leur efficacité concrète fait également l'objet d'une évaluation via des enquêtes « client mystère ». Ces enquêtes ont montré, par rapport à 2007, un très fort accroissement de la fréquence avec laquelle l'agent d'accueil indique spontanément au client qu'il a le choix entre plusieurs fournisseurs. Néanmoins, l'enquête de la CRE montre que les GRD des entreprises locales de distribution souffrent d'un manque de visibilité, lié à leur séparation juridique récente. Cette problématique, qui va au-delà des sujets de non-discrimination et d'indépendance, souligne la question de la confiance que les opérateurs de réseaux doivent inspirer aux marchés et plus précisément au marché de détail (particuliers et professionnels). Cette situation peut constituer un frein à l'ouverture des marchés en partie en raison des craintes perçues par les consommateurs (bien que non fondées) sur la qualité de l'alimentation et sur le délai d'intervention sur le réseau. Il s'agit là d'un sujet pour les années à venir.

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

	Electricité	Gaz
Nombre de GRT	1	2
GRD	169	24
Application de la règle des 100 000 clients	oui	Oui
Séparation de propriété des GRT/GRD	aucun	Aucun
Nombre de GRD avec moins de 100 000 clients	164	21
Séparation juridique des GRT	oui	Oui
Nombre d'employés des gestionnaires de réseaux : GRT	RTE : 8 300	GRTgaz : 2 690 TIGF : 351
GRD	ERDF : non communiqué	GrDF : 46 000 23 autres GRD : moins de 800 au total
Mise en œuvre de la séparation juridique GRT	oui	- GRTgaz / TIGF : oui
GRD	oui - Electricité de Strasbourg au 01/01/09	- GrDF : oui (01/01/2008) - Régaz : (01/10/2008) - réseauGDS : oui (01/10/2008)
Propriété du : GRT	RTE : 100 % EDF	GRTgaz : 100 % GDF Suez TIGF : 100 % Total
GRD	ERDF : 100 % EDF	GrDF : 100% par GDF Suez Autres : divers
Séparation par rapport aux entités de production et de fourniture du groupe GRT	complète	complète
GRD	complète (sauf Electricité de Strasbourg)	complète
Présentation comme entité séparée GRT	oui	GRTgaz et TIGF : oui
GRD	ERDF : en cours	GrDF : oui Régaz et réseauGDS : en cours
Publication de comptes séparés GRT	oui	Oui
GRD	oui (sauf Electricité de Strasbourg)	Oui
Règles détaillées adoptées par le régulateur concernant la séparation comptable	oui	Oui
Conséquences d'une violation des règles	Possibilité d'amendes	Possibilité d'amendes
Audit spécifique des comptes séparés	non	Oui
Rôle du <i>compliance officer</i>	aucun	Aucun
Sanctions possibles de la part du régulateur	oui	Oui
Part de marché du principal GRT (en % du réseau total en kilomètres)		GRTgaz : 84%
Localisation différenciée et/ou restrictions d'accès des filiales dédiées à la production et à la fourniture GRT	RTE : oui	GRTgaz /GDF : oui TIGF / Total : oui

GRD	Oui	GrDF / GDF : incomplète (recommandations CRE) Régaz / Gaz de Bordeaux : incomplète (recommandations CRE) réseauGDS / Enerest : incomplète (recommandations CRE)
-----	-----	--

V. Le fonctionnement du marché français du gaz

1 Le marché de gros

1.1 Etat des lieux

Le marché français du gaz repose, pour l'essentiel des approvisionnements, sur des contrats à long terme signés entre les fournisseurs historiques et les sociétés nationales des pays producteurs. Toutefois, la part des fournisseurs alternatifs¹⁴ dans les importations est croissante.

Le tableau ci-dessous donne les importations, les exportations et la production par zones de gestionnaires de réseaux de transport mesurées au cours de douze mois du 1^{er} janvier au 31 décembre 2008. Pour les données relatives au stockage, voir partie VI sous partie 2-1 p98

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

(Quantités en Gm ³)	Ensemble des fournisseurs		Fournisseurs alternatifs ⁽²⁾	
Flux de gaz, par zones de GRT (y compris les transits et les				
<u>Zone Gaz de France réseau Transport</u>				
Importations	53,8		7,16	13%
dont importations terrestres (frontières belge, allemande et suisse)		41,6	7,0	17%
dont Gaz Naturel Liquéfié (Fos, Montoir)		12,2	0,16	1,3%
Exportations (frontières belge, allemande et suisse)	7,72		0,59	7,7%
Production	0,02		-	-
<u>Zone TIGF</u>				
Alimentations à partir des zones Gaz de France réseau Transport	4,45		0,18	4,0%
Importations (frontières espagnoles)	0,18		0,14	77%
Exportations (frontières espagnoles)	1,96		0,11	5,7%
Production	0,84		-	-

Source : CRE, d'après données GRTgaz - TIGF

Les 2 fournisseurs historiques, GDF et Total, assurent à eux deux 87,5 % des importations. Les trois plus gros fournisseurs du marché en représentent 89,6 %. Trente expéditeurs ont importé du gaz en 2008.

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

¹⁴ Les fournisseurs alternatifs sont les fournisseurs autres que les fournisseurs historiques (GDF Suez, Tegaz et les ELD).

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

A la fin de l'année 2008, le programme de cession temporaire de gaz (*Gas Release*) a pris fin. Le programme prévoyait livraisons au PEG Sud par Gaz de France et au PEG Sud-Ouest par Total.

1.2 Les marchés organisés

A la fin 2008, 39 acteurs étaient présents en tant qu'expéditeurs sur le marché de gros français. Le marché organisé français du gaz a démarré en novembre 2008 avec le lancement des services Powernext Gas Spot et Powernext Gas Futures. 8 acteurs étaient alors présents sur Powernext Gas Spot et sur Powernext Gas Futures à la fin de l'année 2008.

Parmi les volumes de gaz commercialisés en 2008 sur Powernext :

- les volumes traités en *Spot* (intra-journalier, *day ahead* et produits week end) ont connu une très forte activité au cours des deux derniers mois de l'année, en particulier en décembre 2008. 1,04 TWh ont été négociés pendant ces deux mois pour un total de 790 transactions ;
- les volumes traités en *futures* étaient constants en novembre et en décembre 2008 avec 2,45 TWh de négociés sur les deux mois pour un total de 43 transactions.

1.3 Le marché OTC

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

En 2008, trois courtiers étaient actifs sur le marché de gros français du gaz. 28 acteurs sont intervenus sur le marché français par l'intermédiaire des courtiers en 2008.

- les volumes traités en *spot* (intra-journalier, *day ahead* et produits week end) ont augmenté de 179% sur la période, passant de 4,7 TWh en 2007 à 13,1 TWh au 31 décembre 2008 pour un total de 7 874 transactions ;
- les volumes traités en *forwards* ont augmenté jusqu'en juin 2008 puis ont diminué jusqu'en août et ont repris à la hausse jusqu'à la fin de l'année. Avec une augmentation de 135% d'une année sur l'autre, les volumes négociés en *forwards* sont passés de 21 TWh à 49,2 TWh au 31 décembre 2008 pour un total de 1 069 transactions

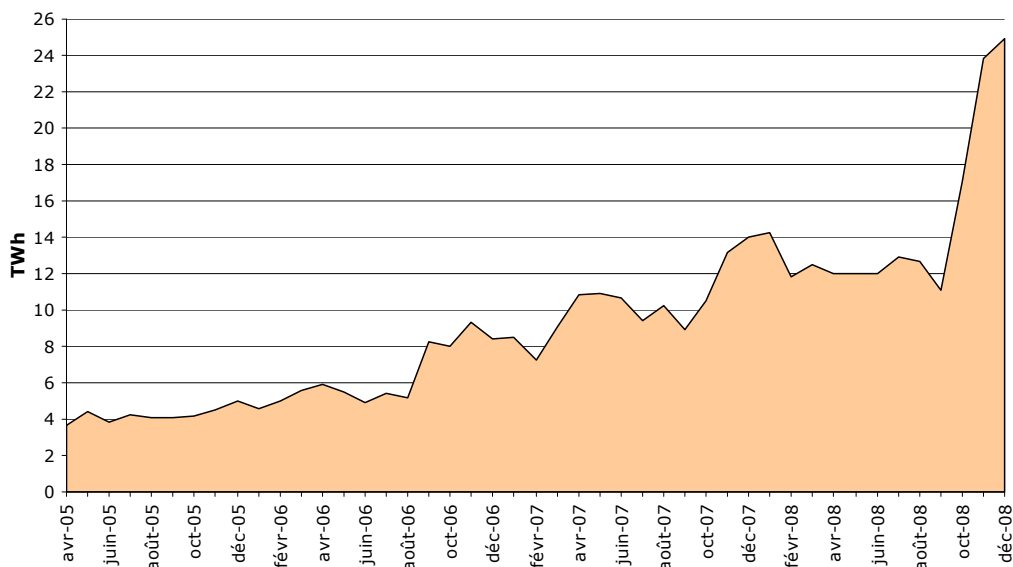
1.4 Les livraisons aux PEGs

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

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

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

FIGURE N° 15 : VOLUME DES LIVRAISONS NETTES DE GAZ SUR LE MARCHÉ DE GROS FRANÇAIS



Sources : CRE d'après les données des GRT

En 2008, le volume des livraisons nettes de gaz résultant de transactions entre acteurs sur le marché de gros a augmenté de 43% par rapport à l'année 2007. Au cours de l'année 2008, 178 TWh de gaz ont ainsi été livrés aux PEGs.

2 Le marché de détail

2.1 Les consommateurs

L'ouverture du marché français du gaz a connu plusieurs étapes de l'année 2000 à 2007. Depuis le 1^{er} juillet 2007, tous les consommateurs, y compris les clients résidentiels peuvent librement choisir leur fournisseur d'électricité. Aujourd'hui, 11,5 millions de sites sont éligibles, ce qui représente 523 TWh de consommation annuelle de gaz naturel.

TABLEAU N°18 : REPARTITION DE LA CONSOMMATION ANNUELLE DES CONSOMMATEURS FINALS (AU 31 DECEMBRE 2008)

	Consommation 2008 en TWh
Sites résidentiels	143
Sites non résidentiels	380

Source : Données 2008, GRD, GRT, Analyses CRE

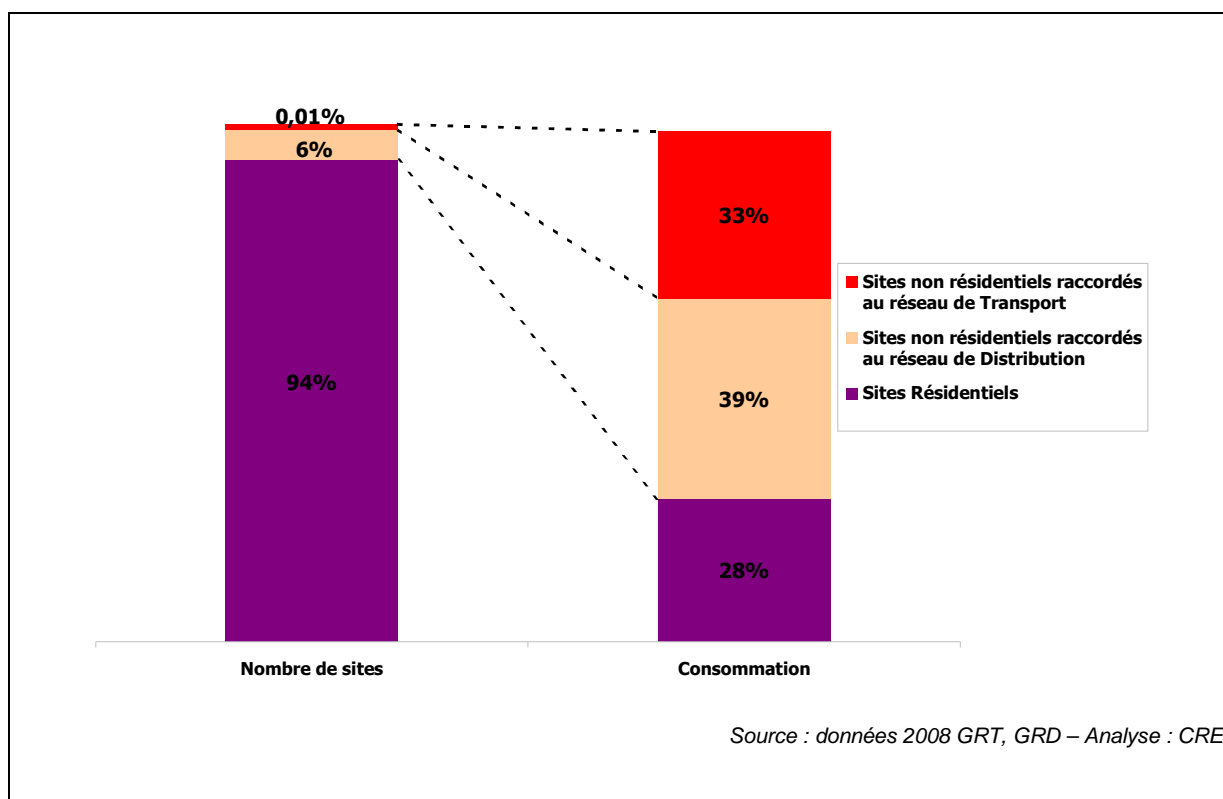
Au cours de l'année 2008, l'ouverture du marché à la concurrence s'est poursuivie à un rythme soutenu. Au 31 décembre 2008, les fournisseurs alternatifs disposent d'un portefeuille de 416 000 clients résidentiels sur un total de 10,8 millions de clients. Les fournisseurs historiques se partagent le reste du marché.

L'ouverture à la concurrence du marché non résidentiel s'est stabilisée en 2008. On compte 96 000 clients non résidentiels chez les fournisseurs alternatifs, le reste du marché (680 000 sites) est partagé entre les fournisseurs historiques.

Les clients peuvent disposer de deux types de contrats :

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

FIGURE N° 16 : TYPOLOGIE DES SITES DE FOURNITURE DE GAZ AU 31 DECEMBRE 2008



2.2 Les parts de marché

Au 31 décembre 2008, la part de marché des fournisseurs alternatifs, rapportée au nombre de sites total, est de 4 % (soit environ 14 % du volume de consommation total). Ce chiffre masque une réalité disparate sur les différents segments. Ainsi la pénétration des fournisseurs alternatifs est plus importante sur le segment des sites non résidentiels transport que sur le segment des sites résidentiels.

A. ANALYSE EN TERMES DE NOMBRE DE SITES

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

- 98% (tous segments) ;
- 88% (segment des sites non résidentiels transport) ;
- 96% (segment des sites non résidentiels distribution) ;
- 98% (segment des sites résidentiels)

TABLEAU N°19 : PARTS DE MARCHÉ EN NOMBRE DE SITES (AU 31 DECEMBRE 2008)

Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
98%	88%	96%	98%

Source : Données 2008, GRD, GRT, Analyses CRE

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

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

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

TABLEAU N°20 : PARTS DE MARCHÉ EN NOMBRE DE SITES DES 3 FOURNISSEURS HISTORIQUES LES PLUS SIGNIFICATIFS (AU 31 DECEMBRE 2008)

Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
95%	81%	85%	96%

Source : Données 2008, GRD, GRT, Analyses CRE

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

TABLEAU N°21 : PARTS DE MARCHÉ EN NOMBRE DE SITES DES 3 FOURNISSEURS ALTERNATIFS LES PLUS SIGNIFICATIFS (AU 31 DECEMBRE 2008)

Tous segments	Segment des sites transport (non résidentiels)	Segment des sites distribution non résidentiels	Segment des sites distribution résidentiels
4,5%	14,2%	14,0%	3,8%

Source : Données 2008, GRD, GRT, Analyses CRE

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) ;
- 83 % (segment des sites non résidentiels transport) ;
- 91 % (segment des sites non résidentiels distribution) ;
- 99 % (segment des sites résidentiels)

Les fournisseurs étrangers alimentent 23% de la consommation des sites raccordés au réseau de transport et 1% de la consommation des sites raccordés au réseau de distribution.

2.3 Les fournisseurs

Au 31 décembre 2008, 11 fournisseurs alternatifs possèdent au moins un client en portefeuille. 3 fournisseurs alternatifs proposent des offres aux clients résidentiels. Sur les zones de desserte des ELD, les fournisseurs alternatifs sont quasiment inexistantes. Dans la situation actuelle du marché français, les fournisseurs alternatifs se concentrent en effet sur le territoire de GrDF.

La structure des approvisionnements se décompose en 85% de contrats à long terme, 7,7% de contrats à court terme et 7,3% de « swap » (gaz en provenance du Nigeria pour le compte de l'Italie) ou de nature indéterminée. Parmi les contrats à long terme, les origines sont : Norvège (32,5%), Pays-Bas (18,4%), Algérie (16,7%), Russie (14,9%) et Egypte (2,2%)¹⁵.

A. FOURNISSEURS HISTORIQUES

En France, on dénombre 24 fournisseurs historiques, qui assurent 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) ;
- GdF-Suez (sur le reste du territoire).

B. FOURNISSEURS AYANT UNE ACTIVITE D'EXPLORATION PRODUCTION

Au 1er avril 2008, 5 fournisseurs alternatifs actifs ainsi que Gaz de France et Total ont des activités d'exploration-production. Ces activités sont majoritairement localisées à l'étranger.

2.4 Les gestionnaires de réseaux

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

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

2.5 Le changement de fournisseur

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

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

A. LES DIFFERENTES ETAPES DE LA PROCEDURE

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

- le futur fournisseur doit assurer l'information du consommateur dans le respect des conditions fixées par la section 12 du Code de la consommation ;
- le client conclut un contrat avec son futur fournisseur, celui-ci devant matérialiser la volonté du client de changer de fournisseur;
- Le futur fournisseur informe le gestionnaire du réseau de distribution de la volonté du client de changer de fournisseur. Pour les clients particuliers, le code de la consommation prévoit, en cas de démarchage ou de vente à distance, un délai de rétractation de 7 jours. L'information du changement de fournisseur ne sera alors donnée au gestionnaire

¹⁵ Source : DGEMP

de réseau qu'à l'expiration de ce délai ; Le futur fournisseur peut transmettre un auto-relevé du compteur (si le consommateur le lui a fourni) au gestionnaire de réseau ;

- le gestionnaire de réseau de distribution accuse réception de la demande :
 - il vérifie la recevabilité de la demande (cohérence des informations techniques, de l'index auto-relevé s'il a été fourni) ;
 - il informe le fournisseur actuel du client ;
- le gestionnaire du réseau de distribution estime les index de bascule du client (l'index auto-relevé, si fourni, servant à fiabiliser l'estimation) :
 - il envoie au fournisseur actuel les index à la date du changement de fournisseur et la facture du solde correspondant ;
 - il envoie au futur fournisseur les mêmes index et la première facture correspondant à la part fixe du tarif réseau.

Dans le cas des clients à relève mensuelle ou journalière, les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) imposent un relevé spécial des compteurs, facturé au futur fournisseur.

Lors de la relève cyclique suivant un changement de fournisseur, si le gestionnaire de réseau détecte que l'index de bascule a été surestimé, le client pourra obtenir une régularisation « post-bascule » via une facture négative de son nouveau fournisseur. Ce principe ne remet pas en cause l'index contractuel de changement de fournisseur

B. LES MOTIFS DE REFUS

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

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

C. LES MODALITES DE RESILIATION ET LES DELAIS

La loi du 7 décembre 2006 introduisant l'article L.121-89 dans le Code de la consommation indique, pour les clients résidentiels qu' « *en cas de changement de fournisseur, le contrat est résilié de plein droit à la date de prise d'effet d'un nouveau contrat de fourniture d'énergie* ».

Le changement de fournisseur, sans modification de fréquence de relève ou d'installation de comptage, se fait à date souhaitée par le client et le fournisseur, en respectant un délai minimum de 21 jours (calendaires) et un maximum de 42 jours.

D. COÛTS LIÉS AU CHANGEMENT DE FOURNISSEUR

L'article 3 de la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie,, précise que « *lorsqu'un client éligible exerce cette faculté pour un site, le contrat de fourniture [...] pour ce site, conclu à un prix réglementé, est résilié de plein droit sans qu'il y ait lieu à indemnité à la charge de l'une ou l'autre partie* ».

Par ailleurs, la loi n°2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie, introduisant l'article L.121-89 dans le Code de la consommation précise, pour les clients résidentiels que « *le fournisseur ne peut facturer au consommateur que les frais correspondant aux coûts qu'il a effectivement supportés, directement ou par l'intermédiaire du gestionnaire de réseau, au titre de la résiliation et sous réserve que ces frais aient été*

explicitement prévus dans l'offre. Ceux-ci doivent être dûment justifiés. Aucun autre frais ne peut être réclamé au consommateur au seul motif qu'il change de fournisseur. »

E. ANALYSE DES TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR

Au cours de l'année 2008, 4% des sites résidentiels et 6% des sites non résidentiels ont changé de fournisseur ou ont choisi un fournisseur alternatif lors de leur emménagement (flux constatés entre le 1er janvier 2008 et le 31 décembre 2008).

Les principaux obstacles au changement de fournisseur pour les petits sites (résidentiels et non résidentiels), sont les suivants :

- malgré une opinion généralement positive sur l'ouverture du marché, on constate un important déficit de connaissance des consommateurs:
 - o faible connaissance des modalités concrètes de changement de fournisseur, voire du droit à changer de fournisseur ;
 - o le principe de réversibilité reste mal compris ;
- faible différence de prix entre les tarifs réglementés et les offres de marché.

Sur ce segment, il n'existe pourtant pas de contrat long terme liant le consommateur à son fournisseur. Sur les autres segments de consommation, l'information sur la durée des contrats n'est pas disponible.

2.6 Les prix de détail

A. LES TARIFS REGLEMENTES

a. LES TARIFS REGLEMENTES DE VENTE DE GAZ NATUREL

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

Le tableau suivant présente la décomposition de la facture de clients type Eurostat¹⁶ aux tarifs réglementés de vente de gaz appliqués par GDF SUEZ au 31 décembre 2008.

¹⁶Client D3 : Ménage ayant une consommation de 23,26 MWh / an (eau chaude, cuisine et chauffage)
Client I1 : Industriel ayant une consommation de 116,3 MWh / an
Client I4 : Industriel ayant une consommation de 116,3 GWh / an.

TABLEAU N°22 : FACTURE AUX TARIFS REGLEMENTES DE VENTE DE GDF SUEZ AU 31 DECEMBRE 2008 (€/MWh)

	Client D3	Client I1	Client I4
Part approvisionnement (Coût d'approvisionnement au 31 décembre 2008)	29,8	29,8	29,33
Part transport	2,38	1,98	0,99
Part distribution	11,41	7,62	s.o.
Part stockage	2,60	1,75	0,43
Prélèvements réglementaires sur les frais de réseaux (CTA)	0,94	0,21	0,02
Coûts commerciaux ⁽²⁾	0,16	1,26	6,82
Facture hors TVA aux tarifs réglementés au 31 décembre 2008	47,30	42,61	37,59
TVA	8,30	8,12	7,25
Facture TTC aux tarifs réglementés au 31 décembre 2007	55,60 (tarif B1)	50,73 (tarif B2I)	44,84 (tarif STS) ⁽¹⁾

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

(2) obtenus par différence

Source : Données 2008, Analyses CRE

B. LES OFFRES DE MARCHÉ

La répartition des prix de quelques offres de marché par rapport aux offres au tarif réglementé à la fin de l'année 2008 est la suivante, pour un client situé à Paris :

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

- 4 offres de marché de 3 fournisseurs différents dont les prix sont compris entre 92% et 100% des tarifs règlementés.
- 2 offres de marché d'un fournisseur historique dont les prix sont supérieurs de 5% à ceux des tarifs règlementés.

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

- 3 offres de marché de 2 fournisseurs alternatifs dont les prix sont compris entre 91% et 95% des tarifs règlementés.
- 3 offres de marché d'un fournisseur historique et d'un fournisseur alternatif dont les prix sont compris entre 103% et 106% des tarifs règlementés.

2.7 Questions et les réclamations

A l'occasion de l'ouverture complète des marchés le 1^{er} juillet 2007, la CRE et le Médiateur national de l'énergie ont mis en place – en coordination avec les pouvoirs publics (Direction Générale de l'Énergie et du Climat et Direction Générale de la Concurrence, de la Consommation et de la Répression des Fraudes) – le Service « Energie-Info », dispositif d'information des consommateurs particuliers et professionnels. Ce service est accessible via un site internet (www.energie-info.fr), un centre d'appels (tél. 0810 112 212) et une adresse

postale (en libre réponse, chez le Médiateur national de l'énergie). Ce dispositif permet aux consommateurs de poser une question ou d'émettre une réclamation oralement ou par écrit (par e-mail, télécopie ou courrier).

Ce dispositif est commun aux marchés de l'électricité et du gaz naturel. Il traite à la fois des questions relatives à l'électricité, au gaz naturel, ou bien aux deux énergies simultanément.

En 2008, le Service Energie-Info a renseigné plus de 460 000 consommateurs (pour ceux souhaitant connaître les coordonnées des différents fournisseurs, soit environ les deux tiers des appels, par l'intermédiaire d'un serveur vocal interactif). De plus, sur cette même période, le site internet a reçu 350 000 visiteurs.

Un comparateur des offres de fourniture d'électricité et de gaz naturel est en cours de développement par le Médiateur national de l'énergie et sera mis en ligne d'ici fin 2009 sur le site internet www.energie-info.fr.

A. QUESTIONS

Les questions reçues par le service Energie-Info concernent les thèmes suivants : les procédures de mise en service, de résiliation ou de changement de fournisseur, le choix d'un fournisseur, les différents types de contrats existant (tarif réglementé et offres de marché) et les conditions de réversibilité (possibilité de revenir ou non au tarif réglementé après l'avoir quitté), le démarchage et le droit de rétractation, les conditions de validité d'une souscription de contrat (oralement ou par signature, selon les cas), la procédure de raccordement d'un logement aux réseaux de distribution d'électricité et de gaz naturel.

B. RECLAMATIONS

Le service Energie-Info a une vision partielle des réclamations exprimées par les consommateurs sur les marchés de l'électricité et du gaz naturel.

Ces réclamations portent essentiellement sur :

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

Les réclamations concernent 1,3 % des demandes de consommateurs reçues par le service Energie Info. En 2008, ce service a traité environ 6 200 réclamations.

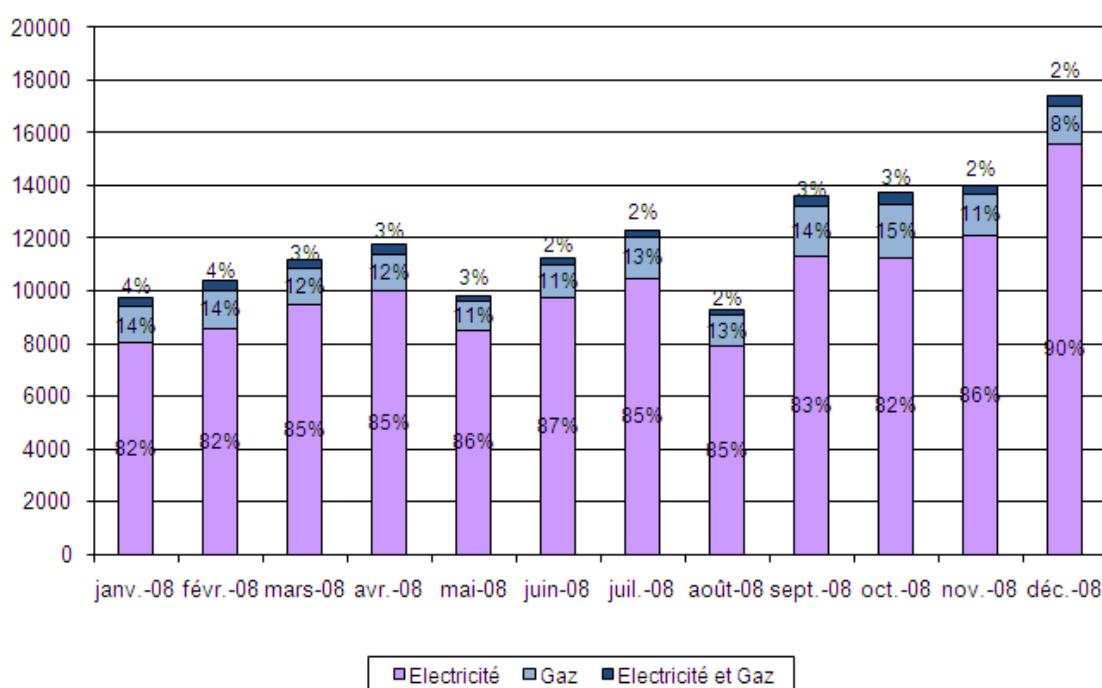
- **Litiges entre un consommateur et un fournisseur :** La loi n'a pas confié à la CRE de compétence dans ce domaine. Lorsqu'il répond à une telle réclamation, le service Energie-Info informe le consommateur sur ses démarches et sur ses droits, et peut l'orienter vers le médiateur national de l'énergie (chargé d'examiner les réclamations des consommateurs et de recommander des solutions aux litiges relatifs à l'exécution des contrats de fourniture d'électricité ou de gaz naturel) ou bien vers la Direction de la concurrence, de la consommation et de la répression des fraudes du Ministère de l'économie, de l'industrie et de l'emploi (compétente pour sanctionner les infractions au code de la consommation).

A noter que le médiateur national de l'énergie a débuté son activité en 2008, année au cours de laquelle il a reçu 1 358 saisines de consommateurs.

- **Litiges liés à l'accès ou à l'utilisation des réseaux :** Une fois les voies de résolution amiable d'un litige épuisées, le Comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS) de la CRE peut, dans certains cas, être saisi par un consommateur. Ces cas sont très rares, la plupart des différends trouvant une solution amiable avant la saisine du CoRDIS.

FIGURE N° 17 : ENERGIE CONCERNEE PAR LES QUESTIONS & RECLAMATIONS DE CONSOMMATEURS (ELECTRICITE / GAZ / ELECTRICITE & GAZ)

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



3 Mesures visant à éviter les abus de position dominante

3.1 Marché de gros

A. LES DISPOSITIFS DE GAS RELEASE

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

B. LA SURVEILLANCE DES MARCHES DE GROS

Parallèlement aux activités de surveillance des marchés de gros de l'électricité, la CRE exerce sa mission de surveillance des marchés de gros du gaz, telle qu'elle lui a été confiée par la loi du 10 février 2000, modifiée par la loi du 7 décembre 2006 (cf. Partie 3: La surveillance des marchés de gros en électricité).

a. LE RAPPORT DE SURVEILLANCE

Comme précédemment mentionné, le premier rapport de surveillance des marchés de gros du gaz et de l'électricité a été publié en 2008. Ce rapport analyse notamment l'évolution des prix et des volumes sur les marchés du gaz.

Suite à cette publication, la CRE est en train de recourir à des analyses complémentaires notamment sur :

- le développement du marché de gros français dans le but d'améliorer la transparence et favoriser le bon fonctionnement du marché.
- les effets de la fin des programmes de Gas release sur l'approvisionnement et le développement de l'activité des fournisseurs alternatifs. Ces analyses s'appuient sur les informations collectées au cours de l'été 2008.

3.2 Marché de détail

A. RELATIONS CONTRACTUELLES ENTRE LES CLIENTS ET LES FOURNISSEURS

a. RELATIONS AVEC LES CLIENTS PROFESSIONNELS

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

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

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

Pour les petits consommateurs professionnels¹⁷, une liste d'informations précontractuelles et contractuelles a été définie par le législateur¹⁸. Depuis la loi n° 2008-776 du 4 août 2008 de modernisation de l'économie, ces informations doivent être mises à la disposition du client par écrit ou sur support durable préalablement à la conclusion du contrat. Pour cette catégorie de clients, le fournisseur est également tenu d'offrir la possibilité de conclure un « contrat unique » qui regroupe la fourniture et l'accès au réseau.

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

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

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

Tout comme le contrat, le format de la facture est libre, excepté pour les petits consommateurs professionnels¹⁹. Pour ces derniers, l'arrêté du 2 juillet 2007 est allé plus loin et définit clairement les informations devant figurer sur les factures. Les postes d'information sont décrits de façon détaillée et le fournisseur doit indiquer au client le délai de préavis de résiliation de son contrat. Les petits clients professionnels sont également soumis aux nouvelles dispositions de l'article L. 121-87 du code de la consommation, introduites par l'article 89 de la loi n° 2008-776 du 4 août 2008 de modernisation de l'économie. Désormais, le consommateur n'est engagé auprès d'un fournisseur que par sa signature, sauf s'il demande expressément à bénéficier immédiatement de la fourniture d'énergie dans le cas d'un emménagement.

¹⁷ Consommant moins de 30 000 kilowattheures par an

¹⁸ Article 43 de la loi du 7 décembre 2006

¹⁹ L'arrêté du 2 juillet 2007 relatif aux factures de fourniture d'électricité ou de gaz naturel encadre les factures des petits professionnels et des particuliers.

b. RELATIONS AVEC LES CLIENTS RESIDENTIELS

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

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

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

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

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

- rappeler les éléments contenus dans l'offre ;
- être écrit ou disponible sur un support durable ;
- indiquer la date d'effet du contrat, les modalités d'exercice du droit de rétractation, les coordonnées du gestionnaire de réseaux (...).

Certaines dispositions sont encadrées :

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

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

*
* *

VI . Sécurité de l'approvisionnement

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

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

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

Pour le gaz, la CRE n'a aucune responsabilité en matière de sécurité des approvisionnements qui est l'apanage du gouvernement. Cependant, l'article 18 de la loi du 3 janvier 2003 prévoit un rapport au parlement (PIP Gaz – Plan Indicatif Pluriannuel des investissements dans le secteur du Gaz²⁰) qui décrit l'évolution prévisible de la demande en gaz naturel, sa répartition géographique et l'adéquation de l'infrastructure gazière (stockages souterrains, terminaux méthaniers, canalisations de transport, ouvrages d'interconnexion), ainsi que l'évolution prévisible à 10 ans de la contribution des contrats à long terme d'approvisionnement du marché français. Ce document, élaboré en parallèle des Programmes Pluriannuels des Investissements de production électricité et de chaleur, a été révisé au deuxième semestre 2008 pour la période 2009-2020.

1 Electricité

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

1.1 La situation actuelle

A. LA DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ A LA POINTE

La consommation intérieure a augmenté de 2,9% en 2008, par rapport à l'année 2007. De plus, la croissance de la pointe de consommation a été, ces dernières années, supérieure à la croissance de la consommation totale. Ainsi, l'hiver, le gradient de consommation atteint – 2 100 MW/°C, c'est-à-dire que la consommation instantanée augmente de 2 100 MW lorsque la température baisse de 1°C.

Le précédent record de consommation date du 17 décembre 2007 : vers 19h, la consommation instantanée a atteint 88 960 MW. Ce record de consommation n'a pas été

²⁰ <http://www.developpement-durable.gouv.fr/energie/politiqu/rev-ppi-pip.htm>

dépassé en 2008. Par contre, les premiers jours de 2009 ont été marqués par une série de pics de consommation consécutifs culminant au-delà de 90 000 MW. Un nouveau record s'est établi, le mercredi 7 janvier 2009 à 19h, à 92 400 MW.

B. LE MIX ENERGETIQUE

Au 31 décembre 2008, la capacité de production totale installée était de 117,7 GW, dont 3,3 GW d'éolien. En 2008, 549,1 TWh ont été produits en France pour un bilan net exportateur de 48 TWh.

TABLEAU N°23 : LE MIX DE PRODUCTION ELECTRIQUE DE LA FRANCE (SOURCE : DONNEES PUBLIQUES DE RTE)

	Electricité produite en 2008	Variation 2007/2008	Part dans le mix énergétique
Nucléaire	418,3 TWh	- 0,1 %	76,2%
Thermique	53,2 TWh	- 3,3 %	9,7%
Hydraulique	68,0 TWh	+ 7,4 %	12,4%
Eolien	5,6 TWh	+ 37,4 %	1,0%
Autres renouvelables	4,0 TWh	+ 6,6 %	0,7%

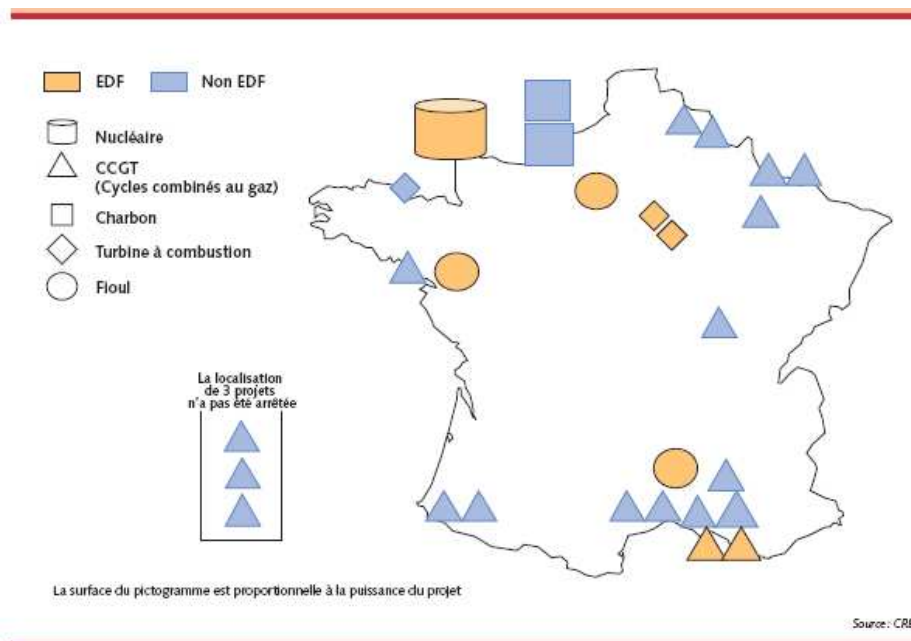
TABLEAU N°24 : LE PARC ELECTRIQUE INSTALLEE PAR SOURCE EN FRANCE (DONNEES PUBLIQUES DE RTE)

Puissance disponible (GW)	Parc actuel 31 décembre 2008	Prévision 2007 1 janvier 2012	Prévision 2008 1 janvier 2013
Nucléaire	63,3	63,4	64,9
Thermique à combustion fossile	24,7	26,4	25,8
Hydraulique	25,4	25,4	25,4
Eolien	3,3	6,0	7,0
Autres énergies renouvelables	1,0	1,0	1,0

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° 18 : PROJETS DE CENTRALES DE PRODUCTION DE PLUS DE 100 MW ANNONCÉS EN FRANCE



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

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

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

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

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

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

- un appel d'offres portant sur une turbine à combustion de 40 MW en Martinique a conduit à l'autorisation d'exploiter d'une centrale à Bois-Rouge ;
- un appel d'offres concernant des installations de production d'électricité utilisant l'énergie issue de la biomasse et du biogaz a conduit à l'autorisation d'exploiter 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. dont 80 MW pour des installations de puissance unitaire comprise entre 5 et 9 MW inclus, et 220 MW pour des installations de puissance supérieure à 9 MW. Les candidats retenus doivent bénéficier d'un contrat d'achat de l'électricité produite au prix qu'ils proposent, pour une durée de 20 ans. 56 offres étaient parvenues à la CRE le 9 août 2007, date limite de remise des offres. La CRE a rendu son avis relatif au choix des offres le 5 juin 2008.

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

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

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

D. L'ADEQUATION OFFRE-DEMANDE

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

TABLEAU N°25 : L'ADEQUATION DU SYSTEME ET LE CRITERE DE SECURITE (SOURCE : PREVISIONS DE RTE)

Hiver	2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013
Espérance de durée de défaillance	2h50	2h05	2h05	2h50
Probabilité de défaillance	9,40%	7,70%	7,70%	9,50%
Energie de défaillance en espérance	6,9 GWh	5,4 GWh	5,4 GWh	7,0 GWh

D'après le bilan prévisionnel réalisé par RTE en 2007, face à la demande prévue dans son scénario de référence, à l'horizon 2020, le complément à apporter à l'offre de production déjà acquise (incluant le déclassement de deux groupes de production nucléaires de 900 MW supposé intervenir au terme de 40 ans d'exploitation) pour satisfaire au critère d'adéquation s'élève à 10 500 MW.

La mise en service de l'EPR de Penly en 2017, les nombreux projets de centrale à gaz à cycle combiné intervenant après 2013 ainsi que l'objectif de 25 GW de puissance éolienne à l'horizon 2020 sont des éléments permettant de satisfaire ce besoin en vue de respecter le critère d'adéquation. Le bilan prévisionnel de RTE attendu pour 2009 devrait fournir plus d'éléments sur ce point.

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

Le responsable d'équilibre 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 [EPEX](#). 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 retenu²¹, à chacune des pointes de consommation hebdomadaires ;
- 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 étrangers²² peuvent également remettre des offres sur le mécanisme d'ajustement s'ils le souhaitent.

²¹ 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

²² Cette possibilité existe pour les acteurs intervenant sur les frontières avec l'Allemagne, l'Espagne, la Grande-Bretagne, l'Italie et la Suisse

Par ailleurs, RTE a signé avec des gestionnaires de réseaux de transport voisins²³ 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.

Les contrats de gestion prévisionnelle liant RTE et les producteurs établissent un cadre pour la gestion et la coordination des maintenances des groupes de production et des ouvrages du réseau.

En vertu de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000, RTE établit tous les deux ans un bilan prévisionnel pluriannuel de l'équilibre offre-demande. Conformément au décret n° 2006-1170 du 20 septembre 2006, RTE actualise ce bilan prévisionnel l'année suivante pour les cinq années à venir. Ce bilan est utilisé par le ministre chargé de l'énergie pour établir la programmation pluriannuelle des investissements de production. Lorsque les capacités de production ne répondent pas aux objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements, le ministre chargé de l'énergie peut recourir à une procédure d'appel d'offres.

Outre les incitations permises par le fonctionnement du mécanisme d'ajustement et par les éventuels appels d'offres effectués dans le but de combler un manque en termes d'investissements en capacités de production, il n'existe pas d'incitations explicites à la construction de nouveaux outils de production.

1.2 Les projets d'infrastructures

A l'occasion de l'approbation du programme d'investissements 2009 de RTE, la CRE a souligné qu'au-delà du développement des infrastructures d'interconnexion, le niveau des échanges transfrontaliers n'en demeure pas moins conditionné par le bon développement du réseau national de grand transport situé en amont. Une attention particulière doit en effet être portée aux contraintes, sur le réseau intérieur, qui seraient susceptibles de limiter le développement des interconnexions.

A. LE RENFORCEMENT DES CAPACITES D'ÉCHANGE FRANCE – ESPAGNE

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

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

Suite aux recommandations du coordinateur européen Mario Monti, le Gouvernement espagnol et le Gouvernement français ont conclu un accord pour la réalisation d'une nouvelle ligne souterraine, à courant continu, entre les postes 400 kV de Baixas (FR) et Santa Llogaia (SP) afin d'atteindre le palier de 2 600 MW.

23 Elia, EnBW, National Grid, Swissgrid et Terna

La création d'un tunnel transfrontalier pour le passage du col de Perthus pourrait être requise dans le cadre de cette nouvelle interconnexion. Le coût estimé du projet est de 337 M€ pour la part française avec une date de mise en service prévue pour 2014.

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

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

RTE et Terna ont finalisé une étude bilatérale (projet TEN-E) afin d'accroître la capacité de l'interconnexion France – Italie.

Le projet d'optimisation du réseau alpin (changements de conducteurs sur le réseau français et installation d'un transformateur déphaseur en Italie) vise à augmenter le niveau maximum d'import de l'Italie. Ces projets devraient être mis en service entre 2011 et 2013 pour un coût de 89 M€ (part française).

Terna et RTE mènent des études pour la réalisation, à moyen terme, d'une interconnexion à courant continu via la nouvelle galerie de sécurité du tunnel de Fréjus.

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

C. LE RENFORCEMENT DE L'INTERCONNEXION FRANCE – BELGIQUE

RTE et Elia ont décidé de renforcer l'interconnexion 225 kV Moulaine – Aubange afin d'accroître la capacité d'import de la Belgique. Les procédures administratives sont en court et le projet devrait être mis en service fin 2009 pour un coût de 10 M€.

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

RTE, Elia et National Grid ont consulté conjointement les acteurs du marché en septembre 2008 au sujet des capacités entre la France et l'Angleterre. Les acteurs du marché ont clairement exprimé leur intérêt pour un accroissement de la capacité d'interconnexion entre la Grande – Bretagne et le continent. Les gestionnaires de réseau de transport ont annoncé leur intention d'étudier des projets visant à accroître la capacité d'échange avec la Grande Bretagne.

E. LES PROJETS IMPORTANTS D'INVESTISSEMENT DANS LE RESEAU INTERIEUR

Les projets majeurs sur le réseau intérieur portent notamment sur le renforcement de l'axe 400 kV Tamareau – Tavel visant à augmenter les capacités de transit entre le Sud-Est et le Sud-Ouest de la France et sur les dispositions prises par RTE pour renforcer la sécurité d'alimentation du Var et des Alpes Maritimes suite à l'annulation par le Conseil d'Etat de la déclaration d'utilité publique de la ligne 400 kV Boutre – Broc Carros en 2006. Par ailleurs RTE prévoit le développement des capacités d'accueil pour le raccordement de producteurs d'électricité sur la zone industrielle de Fos dans le Sud-Est de la France ainsi que la création d'un nouvel axe 400 kV en Normandie pour l'insertion du futur EPR dans le réseau électrique.

2 Gaz

En application de l'article 5 de la directive 2003/55/CE et de l'article 5 de la directive 2004/67/CE

2.1 La situation actuelle

Les niveaux actuels de la consommation de gaz ainsi que les prévisions de consommation à venir sont des données relevant du Ministère de l'Écologie, de l'Énergie, du Développement durable et de l'Aménagement du territoire (MEEDDAT)

L'approvisionnement gazier en France repose sur les importations (98% du gaz consommé) qui s'élevaient à 590 TWh²⁴ en 2008 (51 Mtep), en diminution de 5 TWh par rapport à 2007 (cf. tableau 26) (données non corrigées du climat).

TABLEAU N°26 : BILAN PHYSIQUE DU MARCHÉ FRANÇAIS EN 2008 EN COMPARAISON AVEC 2007 (EN TWh ET EN MTEP)

Source : CRE, d'après GRTgaz et TIGF (flux physiques ; données non corrigées du climat)

En TWh					
APPROVISIONNEMENTS			DEBOUCHES		
	2008	2007		2008	2007
Déstockage	99	121	Stockage	101	116
Production	10	11	Exportations	79	113
Importations	590	595	Consommations clients finals	512	494

En Mtep					
APPROVISIONNEMENTS			DEBOUCHES		
	2008	2007		2008	2007
Déstockage	8	10	Stockage	9	10
Production	1	1	Exportations	7	10
Importations	51	51	Consommations clients finals	44	42

a. CAPACITE DE STOCKAGE

La capacité de stockage en France est de 137 TWh (12 Mtep), soit environ 12 G.m³ (volume utile), représentant 25 % de la consommation annuelle française de gaz naturel. Le débit de pointe avoisine les 200 millions de m³ par jour, soit 2,3 TWh par jour. Ces capacités de stockage se répartissent entre opérateurs de la façon suivante :

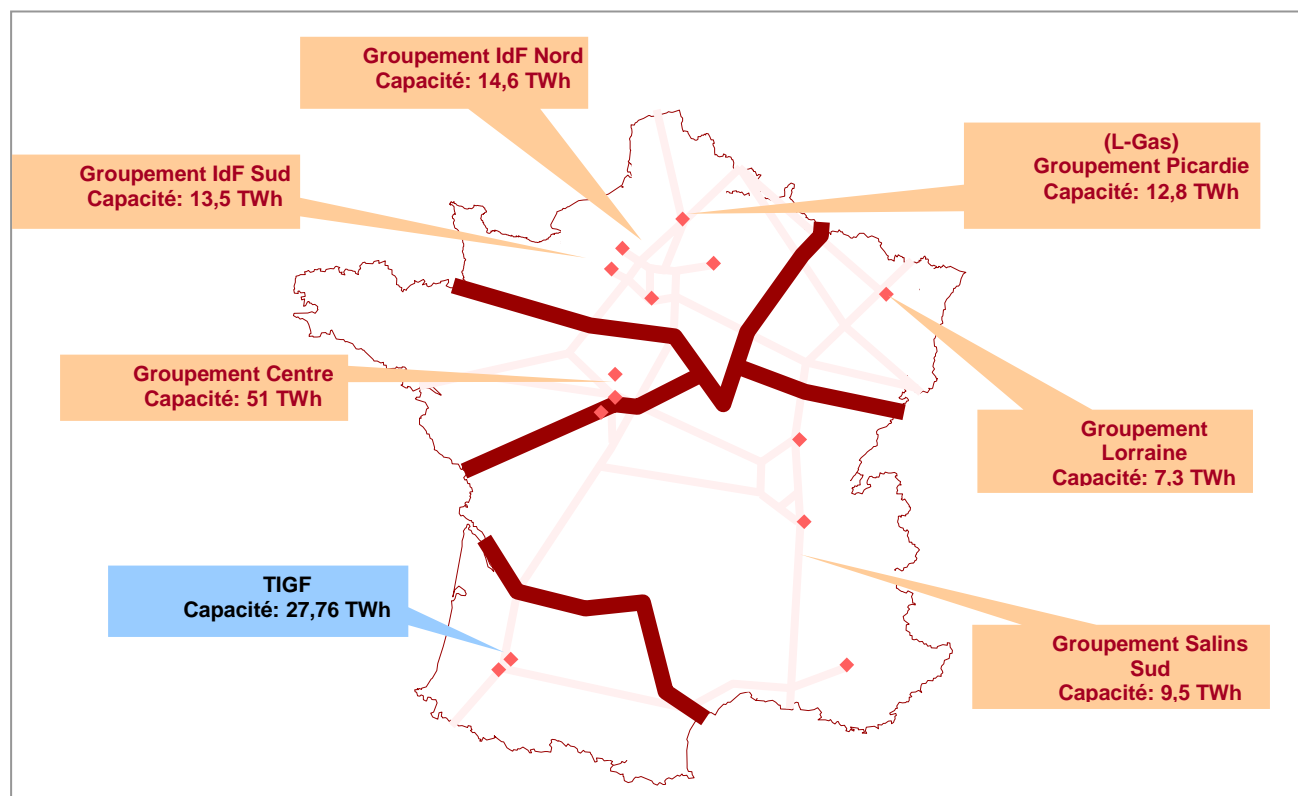
- 109 TWh (9 Mtep soit 80% de la capacité totale) pour Storengy ;
- 28 TWh (2 Mtep soit 20% de la capacité totale) pour TIGF.

La carte des groupements de stockage détenus par Storengy sera modifiée à compter du 1^{er} avril 2009 (Cf. figure 21).

²⁴ Les données reçues et traitées par la CRE sont libellées en unité de puissance (Wh et autres préfixes). Ainsi, toutes les informations chiffrées sont d'abord indiquées en base Wh puis converties en Mtep. La conversion est calculée sur base du facteur de conversion standard utilisé par l'Agence Internationale de l'Énergie (Cf. [IEA - unit converter](#)) et par Eurostat. Facteur de conversion : 1 GWh = 8,6*10⁻⁵ Mtep.

FIGURE N° 19 : LOCALISATION DES GROUPEMENTS DE STOCKAGE ; CAPACITES, INJECTIONS ET SOUTIRAGES

Source : CRE



Groupements de stockage	Capacité		Soutirage		Injection	
	TWh	Mtep	GWh/j	ktep/j	GWh/j	ktep/j
Groupement IDF Nord	14,6	1,26	140,4	12,07	127	10,92
Groupement IDF Sud	13,5	1,16	321,4	27,64	217,7	18,72
Groupement Picardie	12,8	1,10	272,3	23,42	93,4	8,03
Groupement Lorraine	7,3	0,63	94,8	8,15	91,3	7,85
Groupement Salins Sud	9,5	0,82	527,8	45,39	90,5	7,78
TIGF	27,7	2,39	341,6	29,38	234,4	20,16
Groupement Centre	51	4,39	622	53,49	463,6	39,87

Source : CRE

FIGURE N° 20 : NOUVELLE CARTE DES GROUPEMENTS DE STOCKAGE

Source : Storengy

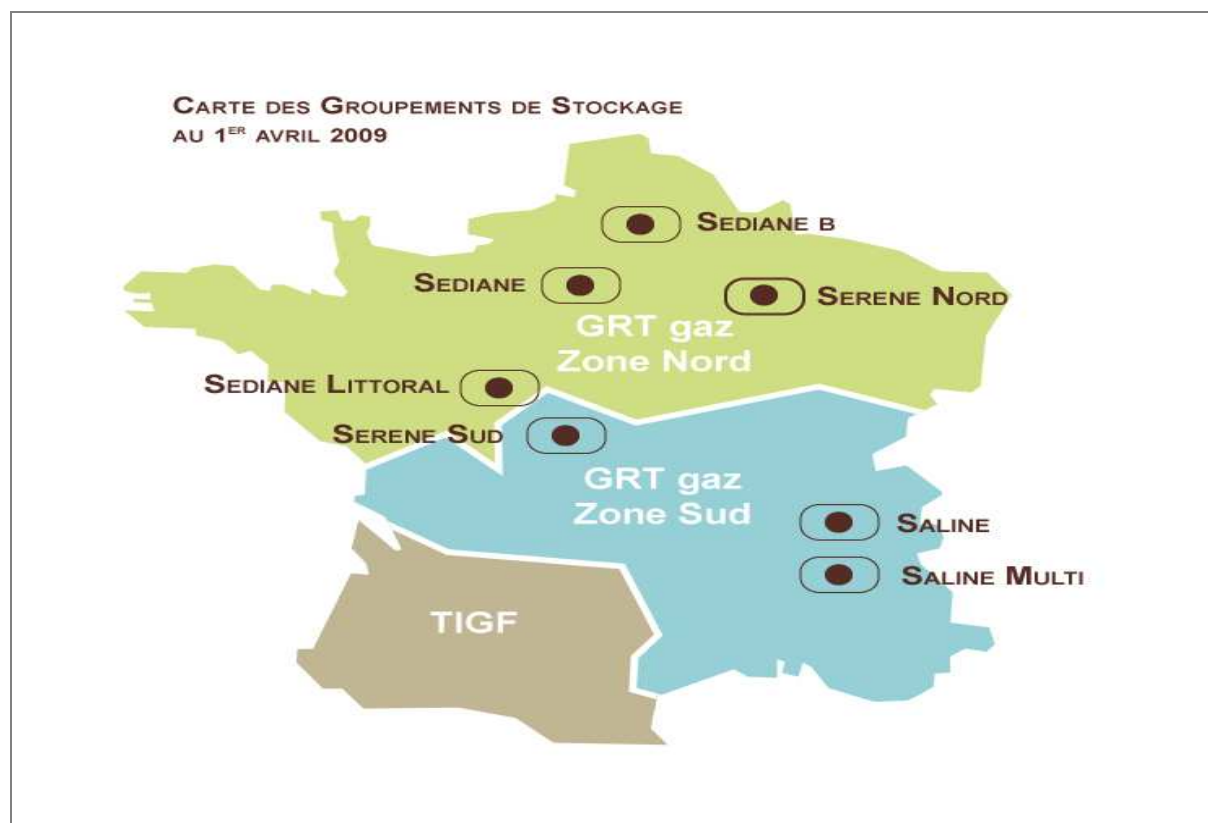


TABLEAU N°27 : VOLUMES DE GAZ UTILE EN % ET EN TWh DU 1^{ER} AVRIL 2006 AU 1^{ER} OCTOBRE 2008

Source : CRE

	01-Apr-06	01-Oct-06	01-Apr-07	01-Oct-07	01-Apr-08	01-Oct-08
mini in TWh	0	106	0	109	0	110
maxi in TWh	63	133	64	136	64	137
mini in Mtep	0	9	0	9	0	9
maxi in Mtep	5	11	5	12	5	12
mini in %	0%	80%	0%	80%	0%	80%
maxi in %	47%	100%	47%	100%	47%	100%
Quantity in stock in TWh	17	130	88	130	51	136
Quantity in stock in Mtep	1	11	8	11	4	12
Gas in stock / Total capacity *	13%	98%	65%	96%	37%	100%

* Les capacités totales de stockage en 2006, 2007, 2008 et 2009 s'élevaient en moyenne sur l'année à respectivement 132,5 TWh, 135,7 TWh, 136,5 TWh et 136,5 TWh.

b. TERMINAUX METHANIERIS

En 2008, deux terminaux méthaniens sont opérationnels, à Fos Tonkin et à Montoir-de-Bretagne. Tous deux sont la propriété de GDF-Suez et sont gérés par la société Elengy

Fos Tonkin, mise en service en 1972, peut recevoir des navires jusqu'à 74 000 m³ et offre une capacité de regazéification de 7 Gm³/an. Mis en service en 1980, le terminal de Montoir offre une capacité de regazéification de 10 Gm³/an et peut recevoir des navires allant jusqu'à 200 000 m³.

En 2008, les taux d'utilisation de Fos Tonkin et de Montoir étaient respectivement de 71% et 74%. La France est l'un des principaux importateurs de GNL en Europe et reçoit 30% de son approvisionnement en gaz sous forme de gaz liquide.

En vertu de la loi du 3 janvier 2003, les terminaux méthaniers sont des infrastructures ouvertes aux tiers et dont les conditions d'accès sont régulées. A ce titre, les tarifs d'utilisation de ces terminaux sont fixés par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie sur proposition de la CRE.

En vertu de la même loi, les nouvelles grandes infrastructures gazières (interconnexions entre les Etats membres, installations de GNL ou stockage) peuvent, en application de l'article 22 de la directive 2003/55/CE, bénéficier d'une exemption à l'accès des tiers.

Les exemptions sont délivrées par le ministre après avis de la CRE.

C. PROGRAMMES DE MAINTENANCE

Les gestionnaires de réseaux informent les expéditeurs, les opérateurs de réseaux de distribution intéressés et les clients directement raccordés au réseau de transport au plus vite des indisponibilités du réseau et de leur traitement, que ce soit dans le cadre de périodes de maintenance programmées ou dans le cas d'incidents de natures diverses affectant les capacités en entrée, en liaison et en sortie.

En cas de travaux programmés ou de raccordement sur les réseaux ou d'entretien des installations existantes, sont communiqués :

- Avant l'été, le planning des travaux N+1 qui peuvent avoir une incidence sur le niveau des capacités disponibles aux points d'entrée et réductions de capacité (niveau, durée) ;
- Les dates des travaux ainsi qu'une estimation du niveau de réduction des capacités au moins 2 mois à l'avance ;
- Cette estimation devient engageante à J-5.

Obligation est faite par ailleurs aux gestionnaires de réseaux de transport de tenir à disposition de la CRE toutes informations relatives aux politiques de maintenance et de renouvellement ainsi qu'un bilan de leur application.

d. MESURES D'URGENCE

L'arrêté du 27 octobre 2006 relatif aux mesures nationales d'urgence visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en gaz naturel en cas de crise, prévoit la mise en place d'un plan national d'urgence gaz dans les cas suivants :

- rupture ou insuffisance des approvisionnements en gaz ;
- impossibilité, transitoire ou durable, d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande sur le marché français ;
- dysfonctionnement local ou d'ampleur nationale des réseaux et des installations ou tout autre type de crise.

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

Parmi les mesures d'urgence, le Gouvernement dispose d'un droit de réquisition des personnes, des biens et des services et d'un droit de contrôle de répartition des ressources en énergie et matières premières. Le conseil des ministres, par décret, peut ainsi décider de certaines mesures d'exception prises pour faire face à une pénurie énergétique, y compris localisée. Les mesures en question peuvent s'appliquer en particulier à la production, l'importation, la circulation, le transport, la distribution, le stockage et le déstockage de gaz et consister en mobilisation, rationnement, fixation des conditions techniques et financières de vente des produits. Si la crise est telle que la totalité des besoins en France ne peut plus être satisfaite, les clients sont alimentés selon un ordre de priorité.

Une cellule de crise est ainsi mise en œuvre par la Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières (rattachée au Ministère de l'Écologie, du Développement et de l'Aménagement durables) et réunit les opérateurs gaziers et organismes concernés. Elle fournit les éléments de synthèse nécessaires au ministre, assure la communication externe et la coordination avec les opérateurs, décide des mesures appropriées et vérifie leur mise en œuvre.

L'ensemble des opérateurs gaziers sont soumis à des obligations de service public visant à prévenir des situations de rupture d'approvisionnement et notamment :

- les fournisseurs doivent assurer une continuité de fourniture et à cet effet, sont tenus de présenter une diversification suffisante de leurs approvisionnements en gaz naturel ;
- tout transporteur, tout distributeur ou exploitant de GNL doit assurer à tout instant la sécurité et l'efficacité de son réseau ou de son installation ;
- les titulaires de concessions de stockage souterrain de gaz naturel assurent l'exploitation des stockages d'une manière compatible avec le fonctionnement sûr et efficace des réseaux de gaz naturel interconnectés.

Les fournisseurs ont obligation de service public dans les circonstances pénalisantes suivantes :

- disparition pendant six mois maximum de la principale source d'approvisionnement en gaz ;
- hiver froid tel qu'il s'en produit statistiquement un tous les cinquante ans ;
- température extrêmement basse pendant une période de trois jours au maximum telle qu'il s'en produit statistiquement une tous les cinquante ans.

Face à la survenance d'une crise, les premières mesures sont prises par l'industrie du gaz dans le cadre réglementaire et dans le respect des contrats existants. Ces mesures peuvent être mises en œuvre hors mise en place de la cellule de crise. L'administration doit alors être informée en temps réel de l'évolution de la crise. Si ces mesures se révèlent insuffisantes, de nouvelles mesures sont prises par le ministère chargé de l'énergie.

2.2 Les projets d'infrastructures

A. LES PROJETS

Les flux gaziers en France se font actuellement principalement dans le sens Nord-Sud. Compte tenu du nombre important de points d'entrée, le Nord du territoire bénéficie d'un approvisionnement suffisant pour permettre la mise en concurrence de différentes sources de gaz.

En revanche, le Sud du territoire dispose de peu de points d'entrée, ce qui se traduit par une moindre concurrence. La réalisation d'une interconnexion avec l'Espagne et la mise en service du terminal méthanier de Fos Cavaou permettront d'améliorer à moyen terme cette situation et de développer les marchés gaziers régionaux.

Quatre projets d'investissements dans des infrastructures de regazéification de GNL sont également à l'étude sur le territoire français.

La hausse des investissements de GRTgaz et TIGF pour l'année 2008 par rapport aux années précédentes s'inscrit dans une tendance de long terme illustrée par les plans d'investissements à 10 ans des transporteurs de gaz. Ces plans prévoient, sur cette période, environ 5,4 milliards d'euros d'investissements pour GRTgaz et 1,7 milliard d'euros pour TIGF. Les plans 2008-2017 de GRTgaz et TIGF se caractérisent principalement par une augmentation forte du nombre de grands projets et une plus grande incertitude sur la réalisation des investissements des 10 prochaines années.

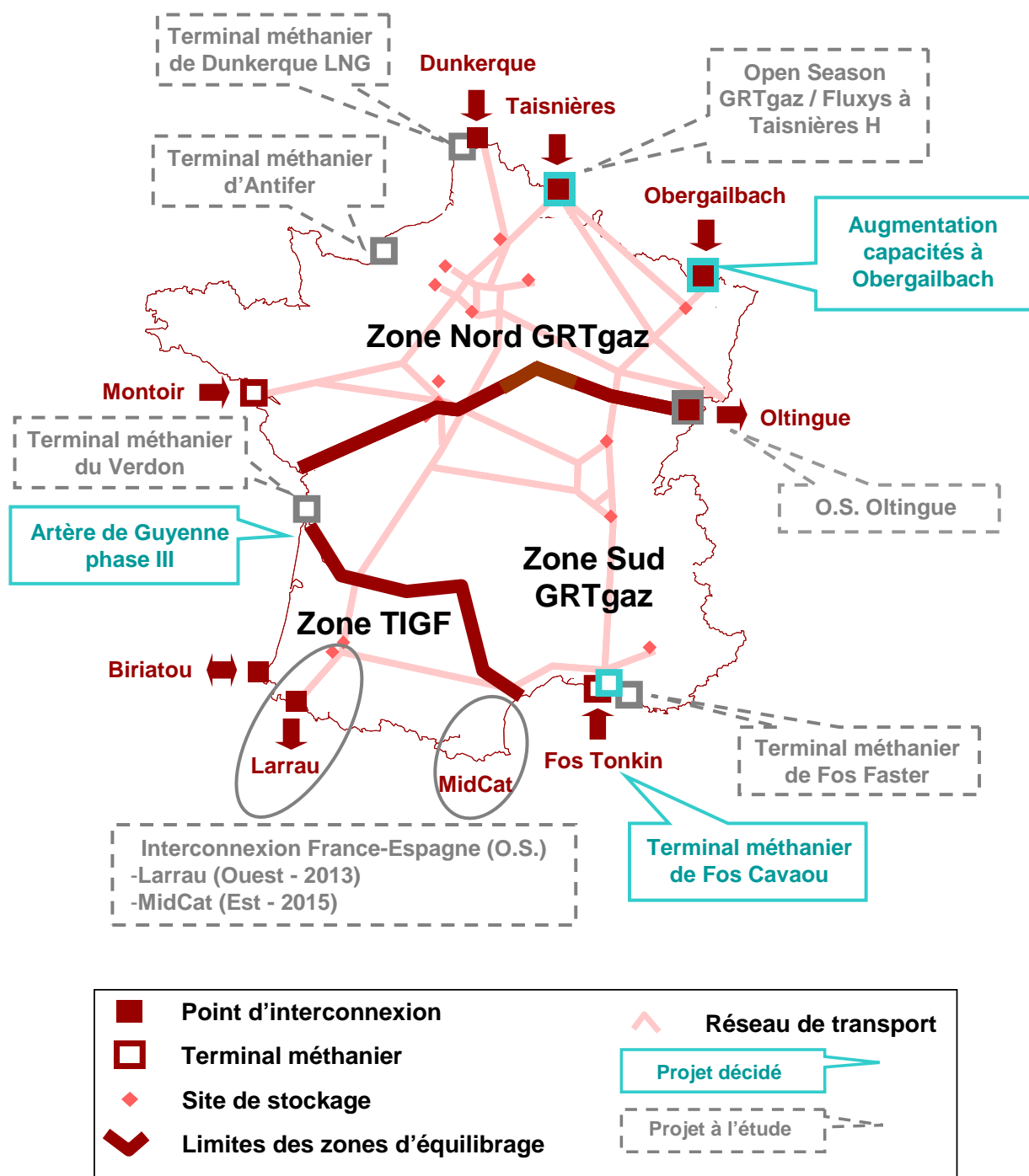
Ils intègrent des projets importants pour le développement des capacités aux points d'entrée (interconnexions et terminaux méthaniers) et pour la décongestion du réseau. Les principaux projets figurant dans les programmes pluriannuels d'investissements des transporteurs sont les suivants :

TABLEAU N°28 : PRINCIPAUX PROJETS D'INFRASTRUCTURES GAZ (2008-2017)

	Projets décidés	Projets à l'étude
Terminaux méthaniers	Raccordement du terminal méthanier de Fos Cavaou	Création des terminaux méthaniers sur les sites de Dunkerque, d'Antifer, du Verdon et de Fos FASTER
Points d'interconnexion	Augmentation des capacités d'importation à Obergailbach (commercialisées à partir de décembre 2009)	Augmentation des capacités de sortie à Oltingue
		Développement des capacités d'interconnexion avec l'Espagne (Open Seasons 2013 et 2015)
Renforcement du réseau	Suppression de la congestion à la liaison Nord-Sud	
	Augmentation des capacités d'acheminement entre la zone Sud de GRTgaz et la zone TIGF (« artère de Guyène », phase III)	

FIGURE N° 21 : PRINCIPAUX PROJETS FIGURANT DANS LES PROGRAMMES D'INVESTISSEMENTS DE GRTgaz ET TIGF

Source : CRE



B. PROJETS DE TERMINAUX METHANIERS

- **Le raccordement du terminal méthanier de Fos Cavaou**

Avec l'implantation d'un nouveau terminal méthanier à Fos Cavaou, la France contribue à l'augmentation des capacités d'importation de GNL en Europe. Ce terminal sera opéré par la Société du Terminal Méthanier de Fos Cavaou (STMFC) dont les actionnaires sont Gaz de France (70 %) et Total (30 %). D'une capacité de 8,25 Gm³/an, soit près de 20 % de la consommation française de gaz naturel, ce nouveau terminal sera mis en service au 1^{er} semestre 2010.

Les capacités du terminal de Fos Cavaou ont été réservées pour une période de 20 ans par les deux actionnaires à hauteur de 63% pour Gaz de France et 28% pour Total. Les 10 % restants ont été alloués en juin 2007 à des tiers pour une durée 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.

- **Les projets de création de terminaux méthaniers**

La France compte quatre projets de développement de terminaux méthaniers :

- Dunkerque, annoncé pour une capacité de 10 à 13 Gm³/an. Le maître d'ouvrage est Dunkerque LNG détenu à 100% par EDF.

La décision finale d'investissement devrait intervenir en mars 2010 pour une mise en service prévue en 2014. La société Dunkerque LNG envisage de solliciter une exemption totale à l'accès des tiers et à la régulation tarifaire pour son projet de terminal méthanier. Elle souhaite que cette dérogation soit accordée pour une période de 20 ans, à compter de la date de mise en service commerciale du terminal. Le décret n° 2005-877 du 29 juillet 2005 relatif aux dérogations pour l'accès à certaines infrastructures gazières, précise que le ministre saisit pour avis la Commission de régulation de l'énergie, qui se prononce dans un délai d'un mois à compter de sa saisine. Puis le ministre chargé de l'énergie notifie à la Commission européenne, dans un délai de trois mois à compter de la réception du dossier, son projet de décision sur la demande de dérogation. Les dérogations accordées sont publiées au Journal officiel, conjointement avec l'avis de la CRE.

- Antifer, annoncé pour une capacité de 9 Gm³/an avec une extension possible à 18 Gm³/an.

Ce projet est porté par Gaz de Normandie, détenu à 52,7% par Poweo, à 20,59% par Verbund et à 26,71% par la CIM. La mise en service est prévue pour 2013.

- Le Verdon, situé au sud de l'estuaire de la Gironde, d'une capacité de 6 à 9 Gm³/an avec une extension possible à 15 Gm³/an. La maîtrise d'ouvrage est assurée par 4Gas. La mise en service est attendue pour 2013.
- Fos Faster sous la maîtrise d'ouvrage de Shell. La capacité annoncée est de l'ordre de 8 Gm³/an et l'année de mise en service a été fixée à 2014/2015.

C. PROJETS SUR LES POINTS D'INTERCONNEXION

- **L'extension des capacités d'importation à Obergailbach**

Obergailbach est le point d'interconnexion avec l'Allemagne et constitue le principal point d'entrée du gaz russe sur le réseau français. A l'heure actuelle, la capacité d'entrée ferme commercialisée à Obergailbach s'élève à 430 GWh/j (environ 37 Mtep/j). La canalisation amont, située sur le territoire allemand, est exploitée conjointement par GRTgaz Deutschland (ex-Gaz de France Deutschland Transport) et E.ON Ruhrgas Gastransport.

GRTgaz développe des capacités d'entrée à Obergailbach en deux étapes :

- Une première étape a porté les capacités annuelles fermes à 550 GWh/j (environ 47 Mtep/j) en décembre 2008 ;
- Une seconde étape portera les capacités annuelles fermes à 620 GWh/j (53 Mtep/j) en octobre 2009 auxquelles s'ajouteront 30GWh/j (2 Mtep/j) de capacités annuelles interruptibles.

Ce projet fait suite au renforcement du réseau en amont et au lancement d'une *open season* par GRTgaz en mai 2005.

- **Les résultats de l'open season Fluxys / GRTgaz à Taisnières H**

Taisnières est relié à deux gazoducs situés en Belgique et permet l'importation de gaz H en provenance de Norvège et des Pays-Bas. L'analyse des souscriptions et des flux en ce point met en évidence des difficultés d'accès pour les nouveaux entrants, alors que l'infrastructure n'est pas réservée à sa pleine capacité du côté français.

En conséquence, les transporteurs français et belge GRTgaz et Fluxys ont lancé le 26 avril 2007 une *open season* concernant les besoins additionnels de capacités de transport de gaz naturel pour le transit nord-sud en Belgique et le point d'interconnexion entre la Belgique et la France. Cette *open season*, réalisée sous le contrôle des régulateurs des deux pays, s'est achevée fin 2008 (Cf. encadré 6 « Etat d'avancement des travaux dans l'Initiative Régionale Nord-Ouest »).

- **Les résultats de l'attribution conjointe des capacités à Larrau d'avril 2010 à avril 2013**

Enagas et TIGF ont mis en œuvre avec succès, sous le contrôle de la CRE et de la CNE, une procédure de vente par guichet (une *open subscription period - OSP*) en octobre et novembre pour la commercialisation, sur une durée de quatre ans à partir du 1^{er} novembre 2009, de capacités de long terme disponibles du 1^{er} avril 2009 au 1^{er} avril 2013 ainsi que les capacités de court terme allant du 1^{er} avril 2009 au 1^{er} avril 2010. Tous les ans jusqu'en 2011, les 20% de capacités réservés au court terme seront proposés au marché.

- **Le développement des capacités futures : consultation de marché et Open Seasons pour les interconnexions France-Espagne 2013-2015**

Deux phases de développement de nouvelles capacités entre la France et l'Espagne sont prévues aux horizons 2013 et 2015.

La première portera sur le renforcement de l'axe ouest, par Larrau et Biriadou, et la seconde sur la création d'un nouveau point d'interconnexion au niveau de la Catalogne (« MidCat »). Dans cette perspective, la CRE et la CNE ont lancé, mi-novembre 2008, une consultation publique préliminaire portant sur l'organisation de ces deux Open Seasons et les produits de capacités qui seront proposés aux expéditeurs (Cf. encadré n°7 « Etat d'avancement des travaux dans l'Initiative Régionale Sud »).

D. PROJETS DE RENFORCEMENT DU RESEAU DE TRANSPORT

- **Suppression des congestions entre les zones Nord et Sud de GRTgaz**

La commercialisation des capacités à la liaison Nord-Sud fin 2007 a mis en évidence une forte congestion dans le sens Nord vers Sud.

GRTgaz prévoit deux étapes pour éliminer progressivement cette congestion dans son plan d'investissement à 10 ans :

- augmentation de 200 GWh/j des capacités d'acheminement entre la zone Nord de GRTgaz et la zone Sud de GRTgaz pour 2015 pour un coût de 1,9 milliard d'euros (certains investissements seront mutualisés avec d'autres projets) ;
- suppression de la liaison par fusion des zones Nord et Sud à l'horizon 2017 pour un coût supplémentaire de 1 milliard d'euros.

- **Projet de renforcement de l'artère 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 aux 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. Le renforcement de l'axe Guyenne-Espagne fait partie des priorités définies dans le cadre de l'initiative régionale Sud de l'ERGEG.

La solution technique retenue, qui permet une optimisation globale des investissements, est le renforcement de l'artère de Guyenne, dont une partie appartient au réseau de GRTgaz et l'autre à celui de TIGF. Le projet, d'un montant total de 433 M€ (dont 98 M€ pour GRTgaz et 335 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 (environ 32,7 Mtep/j) dans le sens sud-nord.

La phase I a permis de porter la capacité physique de l'artère de Guyenne dans le sens TIGF vers GRTgaz à 180 GWh/j (15,5 Mtep/j) dont 150 GWh/j (12,9 Mtep/j) dédiés à l'évacuation du GNL arrivant au nouveau terminal méthanier de Fos Cavaou. L'augmentation des capacités d'acheminement visée par la phase I du projet devrait être effective début de l'année 2009 et les phases II et III en 2011.

*
* *

VII . Questions relatives au service public

En application de l'article 3, paragraphe 9 de la directive électricité
En application de l'article 3, paragraphe 6 de la directive gaz

1 Résumé des dispositions applicables

1.1 pour la mise en œuvre d'un système d'étiquetage

L'article 5 du décret n° 2004-388 du 30 avril 2004 dispose que les fournisseurs sont tenus d'informer les consommateurs finals sur l'origine de l'électricité fournie. Cette information passe par la facture ou un document joint et les documents promotionnels qu'ils distribuent.

1.2 pour l'application des critères visés à l'annexe A des directives

Les dispositions de l'annexe A des directives sont, pour l'essentiel, déjà transposées par les textes existants, et en premier lieu dans le Code de la consommation.

Néanmoins, afin de parfaire cette transposition, la loi du 7 décembre 2006 a introduit dans le Code de la consommation une nouvelle section consacrée à l'électricité et au gaz naturel.

L'article 42 définit ainsi les informations que les fournisseurs d'électricité ou de gaz naturel sont tenus de mettre à disposition des consommateurs aux stades précontractuels et contractuels.

L'article 43 étend l'application de certains articles du code de la consommation aux petits clients professionnels définis de la façon suivante : « *consommateurs finals non domestiques souscrivant une puissance électrique égale ou inférieure à 36 kilovoltampères* » ou « *consommant moins de 30 000 kilowattheures par an* », pour le gaz naturel.

Par ailleurs, l'article 7 institue un médiateur national de l'énergie, chargé de recommander des solutions aux litiges entre les consommateurs et les fournisseurs d'électricité ou de gaz naturel et de participer à l'information des consommateurs d'électricité ou de gaz naturel sur leurs droits.

Concernant le point relatif à la gratuité du changement de fournisseur pour les clients résidentiels, la loi du 7 décembre 2006 introduisant l'article L.121-89 dans le Code de la consommation précise *que « le fournisseur ne peut facturer au consommateur que les frais correspondant aux coûts qu'il a effectivement supportés, directement ou par l'intermédiaire du gestionnaire de réseau, au titre de la résiliation et sous réserve que ces frais aient été explicitement prévus dans l'offre. Ceux-ci doivent être dûment justifiés. Aucun autre frais ne peut être réclamé au consommateur au seul motif qu'il change de fournisseur. »*

1.3 pour le traitement des clients vulnérables

Des dispositions sociales en vue de la protection des consommateurs vulnérables (exclusivement des clients particuliers et non des entreprises) ont été prises en application de la loi du 10 février 2000 pour l'électricité et de la loi du 7 décembre 2006 pour le gaz.

A. ELECTRICITE

Le décret n° 2001-531 du 20 juin 2001 instaure un dispositif permettant de « préserver ou garantir l'accès à l'électricité » des personnes en situation de précarité. Ce décret a été complété par le décret 2005-971 du 10 août 2005 relatif à la procédure applicable en cas d'impayés. Il a été abrogé par le décret n°2008-780 du 13 août 2008 relatif à la procédure applicable en cas d'impayé des factures d'électricité, de gaz, de chaleur et d'eau.

Les consommateurs en difficulté peuvent bénéficier d'un service de maintien de l'énergie et d'une aide au paiement des factures en liaison avec les services sociaux, à travers le fonds de solidarité pour le logement. L'article L.115-3 du code de l'action sociale et des familles dispose que les fournisseurs d'électricité et de gaz ne peuvent procéder, du 1er novembre de chaque année au 15 mars de l'année suivante, à des coupures en cas d'impayés pour les personnes bénéficiant ou ayant bénéficié, dans les douze derniers mois, d'une décision favorable d'attribution d'une aide du fonds de solidarité pour le logement.

Le décret n° 2004-325 du 8 avril 2004 définit la « *tarification spéciale de l'électricité comme produit de première nécessité* » : les consommateurs à faibles revenus (inférieurs à un plafond fonction de la composition du foyer) peuvent disposer d'un abattement sur le tarif réglementé de vente de l'électricité, applicable au 100 premiers kWh consommé dans le mois.

Le nombre de clients éligibles pour ce tarif est de 2 millions. Environ 716 000 clients bénéficiaient de ce tarif au 31 décembre 2008.

Les coûts supportés par les fournisseurs au titre de ces dispositions sociales fait l'objet d'une compensation par la Contribution au service public de l'électricité (CSPE).

B. GAZ

L'article L.115-3 du code de l'action sociale et des familles dispose que les fournisseurs d'électricité et de gaz ne peuvent procéder, du 1er novembre de chaque année au 15 mars de l'année suivante, à des coupures en cas d'impayés pour les personnes bénéficiant ou ayant bénéficié, dans les douze derniers mois, d'une décision favorable d'attribution d'une aide du fonds de solidarité pour le logement.

La loi du 7 décembre 2006 prévoit que les consommateurs ayant droit à la tarification spéciale de l'électricité bénéficient également d'un Tarif spécial de solidarité (TSS) applicable à la fourniture de gaz naturel. Le décret n°2008-778 du 13 août 2008 relatif à la fourniture de gaz naturel au tarif spécial de solidarité précise les modalités de mise en œuvre du TSS :

- Le TSS peut être proposé par l'ensemble des fournisseurs de gaz auprès des consommateurs ayant droit au TPN
- La déduction est établie en fonction des usages qui sont fait du gaz et de nombre de personnes composant le foyer

Environ 133 000 clients bénéficiaient du TSS fin 2008.

Les fournisseurs qui appliquent le TSS supportent des charges composées des pertes de recettes et des coûts de gestion spécifiques. La compensation de ces charges est financée par une contribution unitaire payée par tous les fournisseurs de gaz sur chaque MWh facturé. Le montant de cette contribution a été fixé par arrêté le 17 décembre 2008, sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie. Les modalités du mécanisme de compensation sont précisées dans le décret n°2008-779 du 13 août 2008.

1.4 pour la fourniture de secours

A. FOURNITURE DE SECOURS EN ELECTRICITE

L'article 22 (IV bis) de la loi n°2000-108 du 10 février 2000 prévoit la désignation d'un ou plusieurs fournisseurs de secours si le ministre chargé de l'énergie interdit à un fournisseur d'exercer l'activité d'achat pour revente. Un décret fixera les modalités d'application ainsi que les conditions selon lesquelles le fournisseur de secours se substitue au fournisseur défaillant dans ses relations contractuelles avec les utilisateurs et les gestionnaires de réseaux.

B. FOURNITURE DE DERNIER RECOURS EN GAZ

Les modalités de mise en application de la fourniture de dernier recours décrites dans l'arrêté du 19 mai 2008 s'appliquent à l'ensemble des clients non domestiques assurant des missions d'intérêt général (clients MIG) liées à la satisfaction des besoins essentiels de la nation (hôpitaux, services d'accueil des enfants de moins de 6 ans...).

L'arrêté décrit les modalités techniques permettant de basculer l'ensemble des clients MIG depuis le portefeuille du fournisseur défaillant vers un nouveau fournisseur (pouvant être un fournisseur de dernier recours ou non), à partir de la date de défaillance constatée par le ministre chargé de l'énergie.

La liste des fournisseurs de dernier recours a été publiée dans l'arrêté du 19 septembre 2008 sur la base des candidatures retenues lors de la procédure d'appel d'offres. Les fournisseurs de dernier recours sont désignés pour une période de 3 ans.

2 La réglementation des prix appliqués à l'utilisateur final

Tous les consommateurs sont éligibles depuis le 1^{er} juillet 2007.

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

Pour un client résidentiel :

ELECTRICITE		
J'utilise déjà l'électricité dans mon logement	Si mon contrat actuel est au tarif réglementé	1) Je peux conserver mon contrat actuel. 2) Je peux souscrire une offre de marché .
	Si mon contrat actuel est en offre de marché	1) Je peux conserver mon contrat actuel. 2) Je peux souscrire une autre offre de marché 3) Principe de "réversibilité" : Jusqu'au 30 juin 2010, je peux souscrire une offre au tarif réglementé auprès d'EDF (1), 6 mois minimum après avoir souscrit pour la première fois, dans ce logement, une offre de marché.
J'emménage dans un logement précédemment occupé ou neuf		1) Je peux souscrire une offre de marché . 2) Jusqu'au 30 juin 2010, je peux souscrire une offre au tarif réglementé auprès d'EDF (1).

GAZ NATUREL		
J'utilise déjà le gaz naturel dans mon logement	Si mon contrat actuel est au tarif réglementé	1) Je peux conserver mon contrat actuel. 2) Je peux souscrire une offre de marché . > Important : Si je souscris une offre de marché, il ne m'est ensuite plus possible de souscrire, en mon nom, une offre au tarif réglementé pour ce logement.
	Si mon contrat actuel est en offre de marché	1) Je peux conserver mon contrat actuel. 2) Je peux souscrire une autre offre de marché . > A noter : je ne peux plus souscrire, en mon nom, une offre au tarif réglementé pour ce logement.
J'emménage dans un logement précédemment occupé ou neuf		1) Je peux souscrire une offre de marché . 2) Jusqu'au 30 juin 2010, je peux souscrire une offre au tarif réglementé auprès de Gaz de France (2).

(1) EDF ou bien, dans quelques communes (qui concernent moins de 5 % des clients), un fournisseur local d'électricité comme, par exemple, Electricité de Strasbourg.

(2) Gaz de France ou bien, dans quelques communes (qui concernent moins de 5 % des clients), un fournisseur local de gaz naturel comme, par exemple, Gaz de Bordeaux.

Pour un client professionnel :

ELECTRICITE		
J'utilise déjà l'électricité dans un local professionnel	Si mon contrat actuel est au tarif réglementé	1) Je peux conserver mon contrat actuel. 2) Je peux souscrire une offre de marché .
	Si mon contrat actuel est en offre de marché	1) Je peux conserver mon contrat actuel. 2) Je peux souscrire une autre offre de marché .
Je demande la mise en service de l'électricité dans un local professionnel <u>précédemment occupé</u>		1) Je peux souscrire une offre de marché . 2) Jusqu'au 30 juin 2010, et si je dispose d'une puissance installée inférieure ou égale à 36 kVA (kiloVoltAmpères), je peux souscrire une offre au tarif réglementé auprès d'EDF (1).
Je demande la mise en service de l'électricité dans un local professionnel <u>qui vient d'être raccordé au réseau d'électricité</u>		1) Je peux souscrire une offre de marché . 2) Jusqu'au 30 juin 2010, je peux souscrire une offre au tarif réglementé auprès d'EDF (1), quelle que soit la puissance installée dont je dispose.

GAZ NATUREL		
J'utilise déjà le gaz naturel dans un local professionnel	Si mon contrat actuel est au tarif réglementé	1) Je peux conserver mon contrat actuel. 2) Je peux souscrire une offre de marché . > Important : Si je souscris une offre de marché, il ne sera plus possible par la suite de souscrire une offre au tarif réglementé pour ce local (ni pour moi-même ni pour les occupants suivants de ce local).
	Si mon contrat actuel est en offre de marché	1) Je peux conserver mon contrat actuel. 2) Je peux souscrire une autre offre de marché .
Je demande la mise en service du gaz naturel dans un local professionnel <u>précédemment occupé</u>		1) Je peux souscrire une offre de marché . 2) Je peux souscrire une offre au tarif réglementé auprès de Gaz de France (2) à condition que le précédent occupant du local n'ait pas souscrit une offre de marché pour le gaz naturel.

Je demande la mise en service du gaz naturel dans un local professionnel qui vient d'être raccordé au réseau de gaz naturel

Je dois souscrire une **offre de marché** avec le fournisseur de gaz naturel de mon choix.

(1) EDF ou bien, dans quelques communes (qui concernent moins de 5 % des clients), un fournisseur local d'électricité comme, par exemple, Electricité de Strasbourg.

(2) Gaz de France ou bien, dans quelques communes (qui concernent moins de 5 % des clients), un fournisseur local de gaz naturel comme, par exemple, Gaz de Bordeaux.

Les tarifs réglementés de vente (prix des offres réglementées) sont fixés par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie, après avis de la CRE. En application de la loi du 10 février 2000 en électricité et la loi du 3 janvier 2003 en gaz, les tarifs doivent couvrir les coûts des fournisseurs, c'est-à-dire les coûts d'acheminement et les coûts de fourniture (approvisionnement et commercialisation/gestion clientèle).

En application de la loi²⁵ du 7 décembre 2006, les clients ayant souscrit une offre de marché en électricité peuvent demander à leur fournisseur l'application du tarif réglementé transitoire d'ajustement de marché (TaRTAM).

Ce tarif s'applique de plein droit, à compter de la date à laquelle la demande est formulée, jusqu'au 30 juin 2010 au plus tard. Il est égal au tarif réglementé de vente hors taxes majoré de 23 % pour les tarifs verts, 20 % pour les tarifs jaunes et 10 % pour les tarifs bleus²⁶.

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 d'une part par les producteurs nucléaires et hydrauliques ayant une capacité de production supérieure à 2 000 MW, soit EDF et la Compagnie Nationale du Rhône (CNR), et d'autre part par une partie de la CSPE.

Au 31 décembre 2008, environ 3 370 sites sont fournis au TaRTAM.

²⁵ Loi n° 2006-1537 du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie

²⁶ Tarifs bleus : puissance souscrite $P \leq 36$ kVA – tarifs jaunes : 36 kVA < $P \leq 250$ kVA – tarifs verts : $P > 250$ kVA

2.1 Electricité

Il existe une vingtaine de tarifs réglementés, en fonction de la puissance souscrite. Ils sont appliqués par EDF et les entreprises locales de distribution.

Après une baisse moyenne d'environ 24 % sur 10 ans en euros constants, les tarifs de vente réglementés d'électricité :

- ont augmenté de 3 % en moyenne le 1^{er} juillet 2003 ;
- ont diminué de 1,2 €/MWh le 1^{er} janvier 2004, montant équivalent à la hausse de la contribution au service public de l'électricité pour 2004 ;
- ont augmenté de 1,7% le 15 août 2006 ;
- ont augmenté de 1,1 % (pour les tarifs bleus) et 1,5% (pour les tarifs jaunes et verts) le 16 août 2007 ;
- ont augmenté de 2% pour les tarifs bleus, 6% pour les tarifs jaunes et 8% pour les tarifs verts le 15 août 2008.

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.

Dans son avis relatif à l'évolution tarifaire d'août 2008, la CRE note avec satisfaction le fait que le gouvernement propose une évolution des tarifs réglementés différenciée entre les tarifs bleu, jaune et vert A qui s'appliquent respectivement aux clients résidentiels et aux petits professionnels, aux PME-PMI et aux grandes entreprises.

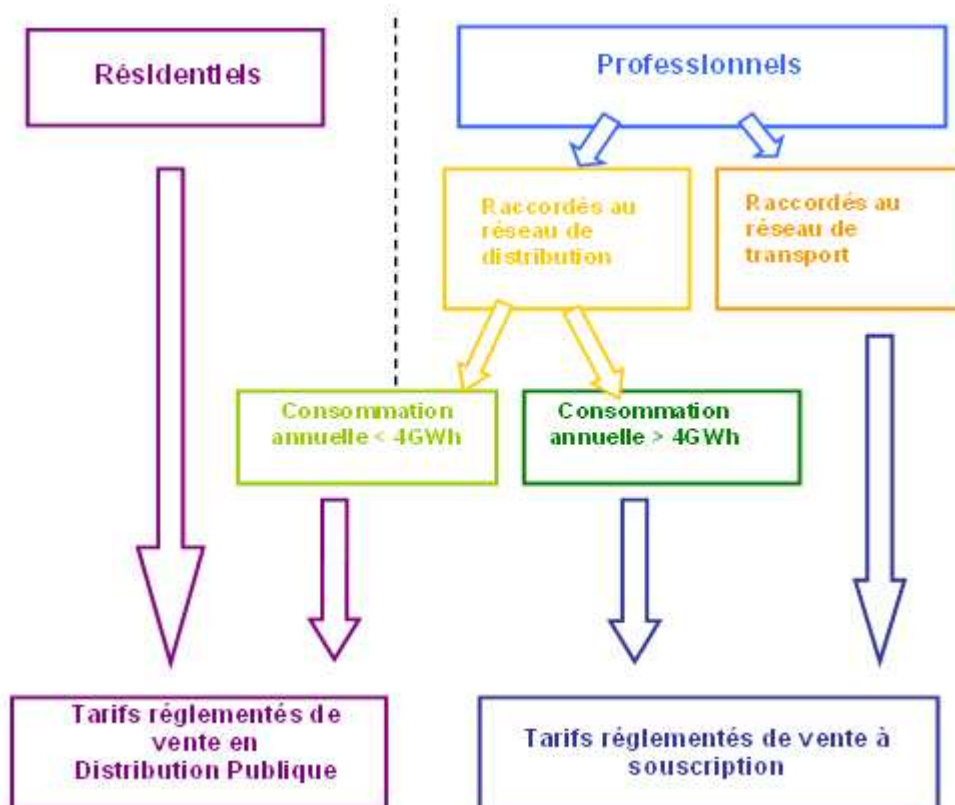
L'analyse menée par la CRE montre que les hausses de tarifs devraient être plus élevées que celles proposées. Elle considère que les hausses envisagées constituent toutefois une première étape importante sur la trajectoire visant à atteindre les niveaux de couverture des coûts prévus par la loi.

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 du gaz sont de deux types :

- les tarifs à souscription, pour les professionnels raccordés au réseau de transport du gaz et ceux raccordés au réseau de distribution consommant plus de 4 GWh par an ;
- les tarifs en distribution publique pour les professionnels raccordés au réseau de distribution consommant moins de 4 GWh par an et les résidentiels.



Conformément à la réglementation en vigueur, les tarifs réglementés de vente de gaz de TEGAZ et des ELD ont évolué tous les 3 mois en 2008, pour répercuter les variations des coûts d’approvisionnement (constamment en hausse en 2008). Toutes ces évolutions ont été soumises à l’avis de la CRE. Certains de ses avis ont été défavorables, principalement en raison de l’utilisation de formules d’évolution inadaptées.

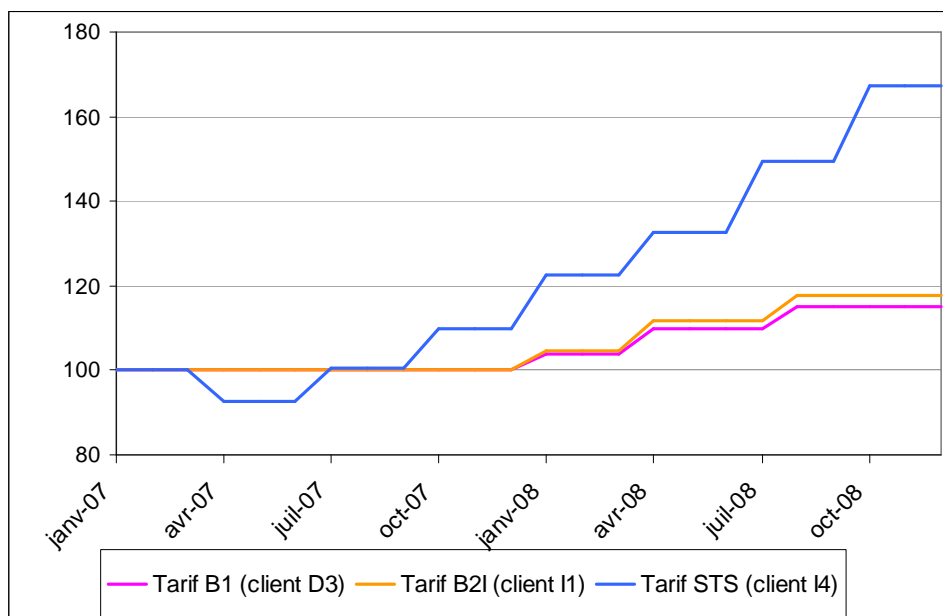
Les tarifs réglementés de vente de GDF SUEZ ne sont toujours soumis à aucun arrêté fixant le cadre de leurs évolutions, alors que cet opérateur représente environ 96 % des ventes pour les tarifs en distribution publique (clients raccordés à un réseau de distribution, consommant moins de 4 GWh par an). Malgré l’absence de cadre réglementaire, les tarifs à souscription de GDF SUEZ continuent d’évoluer tous les 3 mois.

En 2008, les tarifs réglementés de vente en distribution publique de GDF SUEZ ont évolué à la hausse, en niveau et en structure, le 1^{er} janvier, le 30 avril et le 15 août. Dans ses avis sur ces évolutions, la CRE a souligné la nécessité de mettre en place un cadre réglementaire définissant les modalités de fixation des tarifs réglementés de vente de GDF SUEZ. En effet, l’absence de cadre réglementaire et le manque de transparence de l’évolution des tarifs réglementés en distribution publique appliqués par GDF SUEZ constituent une source d’incertitude pour les fournisseurs alternatifs et peuvent entraver l’arrivée de nouveaux fournisseurs.

Le 24 juillet 2008, la CRE a rendu un avis sur un projet de décret visant à harmoniser les différentes procédures existantes en matière de fixation des tarifs réglementés de vente de gaz en distribution publique et à souscription, de GdF-Suez, TEGAZ et les ELD. Le décret n’a pas été publié à ce jour.

Enfin, en juillet 2008, GdF-Suez a transmis à la CRE une nouvelle formule permettant d'estimer les coûts d'approvisionnement à prendre en compte dans les tarifs réglementés de vente. Son audit par la CRE a montré qu'elle fournissait une approximation correcte des coûts d'approvisionnement de GdF-Suez sur le marché français. Pour apporter plus de transparence aux fournisseurs et aux consommateurs, la CRE a publié cette formule sur son site en 2009.

FIGURE N° 223 : EVOLUTION TARIFAIRES DE GDF SUEZ (BASE 100 JANVIER 2007)



Source : Données 2008, Analyses CRE

*
* *