



COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE

Rapport transmis à la DG TREN
Juillet 2008

SOMMAIRE

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

1	Organisation de la CRE et de ses services.....	1
1.1	La Commission	1
1.2	Les services de la CRE	3
2	Principales missions.....	5
3	Principaux pouvoirs	5
3.1	Le Collège.....	5
3.2	Le CoRDIS.....	6
4	Garantie d'indépendance.....	6
5	Compétences partagées.....	7
5.1	avec les ministres chargés de l'économie et de l'énergie	7
5.2	avec le Conseil de la concurrence	7
5.3	avec l'Autorité des marchés financiers	8

II . La régulation du marché de l'électricité 9

1	Les échanges transfrontaliers d'énergie.....	9
1.1	Vers un modèle cible pour la gestion des interconnexions	9
1.2	Les initiatives régionales : des progressions différentes	11
1.3	Les moyens d'action en vue de l'intégration des marchés.....	12
2	La régulation de l'accès aux réseaux de transport et de distribution.....	16
2.1	Les tarifs d'accès aux réseaux	16
2.2	La qualité de service des réseaux d'électricité	18
2.3	L'ajustement	20
2.4	Les principes de dissociation comptable	27
2.5	Indépendance des gestionnaires de réseaux publics	29

III . Le fonctionnement du marché français de l'électricité 32

1	Le marché de gros	32
1.1	Production - consommation.....	32
1.2	Les marchés organisés.....	33
1.3	Le marché OTC	33
1.4	Intégration du marché français avec les marchés frontaliers	33
2	Le marché de détail.....	35
2.1	Les consommateurs.....	35
2.2	Les parts de marché	36
2.3	Les fournisseurs	38
2.4	Le changement de fournisseur	39
2.5	Les prix de détail.....	42
2.6	Les questions et les réclamations des consommateurs.....	44
3	Mesures visant à éviter les abus de position dominante	45
3.1	Marché de gros	45
3.2	Marché de détail.....	49

IV . La régulation du marché du gaz naturel 54

1	Le développement des initiatives régionales dans le gaz	54
2	Gestion et allocation de la capacité d'interconnexion	56
2.1	Les congestions sur le réseau de transport.....	56
2.2	Mécanismes visant à faire face à la congestion.....	57
3	La régulation des activités des sociétés de transport et de distribution.....	62
3.1	Nombre de gestionnaire de réseau	62
3.2	Les tarifs d'accès aux réseaux	64
3.3	L'équilibrage	71
3.4	Le modèle de marché	75
3.5	Les principes de dissociation comptable.....	77
3.6	Indépendance des gestionnaires de réseaux publics	79

V . Le fonctionnement du marché français du gaz..... 83

1	Le marché de gros	83
1.1	Etat des lieux	83
1.2	Le marché OTC	84
2	Le marché de détail.....	85
2.1	Les consommateurs.....	85
2.2	Les parts de marché	86
2.3	Les fournisseurs	87
2.4	Le changement de fournisseur	88
2.5	Les prix de détail.....	91
2.6	Questions et les réclamations.....	92
3	Mesures visant à éviter les abus de position dominante	94
3.1	Marché de gros	94
3.2	Marché de détail.....	95

VI . Sécurité de l'approvisionnement 97

1	Electricité	97
1.1	La situation actuelle.....	97
1.2	Les projets d'infrastructures	101
2	Gaz.....	102
2.1	La situation actuelle.....	102
2.2	Les projets d'infrastructures	106

VII . Questions relatives au service public 112

1	Résumé des dispositions applicables	112
1.1	pour la mise en œuvre d'un système d'étiquetage	112
1.2	pour l'application des critères visés à l'annexe A des directives.....	112
1.3	pour le traitement des clients vulnérables	113
2	La réglementation des prix appliqués à l'utilisateur final.....	113
2.1	Electricité.....	117
2.2	Gaz	117

Liste des tableaux

TABLEAU N°1 : TARIFS D'ACCES AUX RESEAUX	16
TABLEAU N°2 : LE PRIX DES ECARTS	24
TABLEAU N°3 : STRUCTURE DU MARCHÉ FRANÇAIS	32
TABLEAU N°4 : CONVERGENCE DES PRIX HORAIRES POWERNEXT, BELPEX ET APX EN 2007	34
TABLEAU N°5 : PERTE SOCIALE LIÉE À L'ABSENCE DE COUPLAGE DES MARCHÉS EN 2007	34
TABLEAU N°6 : PARTS DE MARCHÉ DES FOURNISSEURS ALTERNATIFS (EN NOMBRE DE SITES AU 31 DECEMBRE 2007)	36
TABLEAU N°7 : TAUX DE SWITCH DES FOURNISSEURS ALTERNATIFS	42
TABLEAU N°8 : TABLEAU RECAPITULATIF DES INFORMATIONS DEMANDÉES PAR LA DG TREN	82
TABLEAU N° 9 : IMPORTATIONS, EXPORTATIONS, ET PRODUCTION DE GAZ PAR ZONES	83
TABLEAU N°10 : PARTS DE MARCHÉ DES FOURNISSEURS ALTERNATIFS (EN NOMBRE DE SITES, AU 31 DECEMBRE 2007)	87
TABLEAU N°11 : FACTURE AUX TARIFS RÉGLEMENTÉS DE VENTE DE GAZ DE FRANCE AU 31 DECEMBRE 2007 (€/MWH)	91
TABLEAU N°12 : LE MIX ÉNERGETIQUE DE LA FRANCE	97
TABLEAU N°13 : VOLUMES DE GAZ UTILE EN % ET EN TWh DU 1^{ER} AVRIL 2006 AU 1^{ER} AVRIL 2008	104

Liste des illustrations

FIGURE N° 1 : PART DES AJUSTEMENTS À LA HAUSSE ACTIVES SUR LE MÉCANISME D'AJUSTEMENT FRANÇAIS SELON LEUR PROVENANCE	22
FIGURE N° 2 : ÉVOLUTION DU PRIX DE RÉGLEMENT DES ECARTS NÉGATIFS ET DU PRIX DU MARCHÉ POWERNEXT DEPUIS LA MISE EN PLACE DU MÉCANISME D'AJUSTEMENT	24
FIGURE N°3 : PROCÉDURE DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR	40
FIGURE N° 4 : ÉNERGIE CONCERNÉE PAR LES QUESTIONS & RÉCLAMATIONS DE CONSOMMATEURS (ÉLECTRICITÉ / GAZ / ÉLECTRICITÉ & GAZ)	45
FIGURE N° 5 : RÉSEAUX DE TRANSPORT DE GAZ NATUREL, TERMINAUX MÉTHANIFIERS, STOCKAGES SOUTERRAINS ET ENTREPRISES LOCALES DE DISTRIBUTIONS	63
FIGURE N°6 : VOLUME DES LIVRAISONS NETTES DE GAZ SUR LE MARCHÉ DE GROS FRANÇAIS	84
FIGURE N° 7 : PROCÉDURE DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR	89
FIGURE N° 8 : ÉNERGIE CONCERNÉE PAR LES QUESTIONS & RÉCLAMATIONS DE CONSOMMATEURS (ÉLECTRICITÉ / GAZ / ÉLECTRICITÉ & GAZ)	93
FIGURE N° 9 : PROJETS DE CENTRALES DE PRODUCTION DE PLUS DE 100 MW ANNONCÉS EN FRANCE	98
FIGURE N° 10 : BILAN PHYSIQUE DU MARCHÉ FRANÇAIS EN 2007 EN COMPARAISON AVEC 2006 (TWh)	102
FIGURE N° 11 : LOCALISATION DES GROUPEMENTS DE STOCKAGE ; CAPACITÉS, INJECTIONS ET SOUTIRAGES	103

FIGURE N° 12 : VOLUMES DE GAZ UTILE EN TWh DU 1^{ER} AVRIL 2006 AU 1^{ER} AVRIL 2008 TOUS OPERATEURS CONFONDUS (GDF DIRECTION DES GRANDES INFRASTRUCTURES ET TIGF)	104
FIGURE N° 13 : PRINCIPAUX PROJETS FIGURANT DANS LES PROGRAMMES D'INVESTISSEMENTS DE GRTGAZ ET TIGF	107
FIGURE N° 14 : LES PROJETS DE NOUVEAUX TERMINAUX METHANIER EN FRANCE.	110
FIGURE N° 15 : TARIFS REGLEMENTES DE VENTE DE GAZ NATUREL	118

Liste des encadrés

ENCADRE N°1 : SYNTHESE DU MODELE-CIBLE POUR LA GESTION DES CONGESTIONS AUX INTERCONNEXIONS	10
ENCADRE N°2 : ETAT D'AVANCEMENT DE LA REGION CENTRE-OUEST	11
ENCADRE N°3 : ETAT D'AVANCEMENT DE LA REGION CENTRE-SUD	11
ENCADRE N°4 : ETAT D'AVANCEMENT DE LA REGION SUD-OUEST	11
ENCADRE N°5 : ETAT D'AVANCEMENT DE LA REGION FRANCE – ROYAUME UNI - IRLANDE	12
ENCADRE N°6 : UTILISATION DES CAPACITES D'INTERCONNEXION EN 2007 ET BILAN DE L'INTRODUCTION DU COUPLAGE DES MARCHES FRANÇAIS, BELGE ET NEERLANDAIS.	14
ENCADRE N°7 : EVOLUTION DES CONTRAINTES DE PROGRAMMATION DE LA PRODUCTION	26
ENCADRE N°8 : SEGMENTATION DE LA CLIENTELE ELIGIBLE	36
ENCADRE N°9 : ÉTAT D'AVANCEMENT DES TRAVAUX DE LA REGION NORD-OUEST (ALLEMAGNE, BELGIQUE, DANEMARK, FRANCE, GRANDE-BRETAGNE, IRLANDE, PAYS-BAS ET SUEDE)	55
ENCADRE N°10 : ÉTAT D'AVANCEMENT DES TRAVAUX DE LA REGION SUD (ESPAGNE, FRANCE, PORTUGAL)	56
ENCADRE N°11 : SEGMENTATION DE LA CLIENTELE ELIGIBLE AU 31 DECEMBRE 2007	86

Message du Collège



À compter du 1^{er} juillet 2008, la France prend pour six mois la présidence du Conseil de l'Union européenne. Signe des temps, elle fait figurer l'énergie au rang des grandes priorités de son mandat.

Le second semestre de l'année 2008 pourrait être l'occasion de consolider un processus entamé en 1996, durant lequel la Commission européenne et les États membres auront œuvré à la construction d'un marché intérieur de l'électricité et du gaz conjuguant sécurité d'approvisionnement, compétitivité économique et lutte contre le changement climatique.

Ces trois objectifs sont interdépendants. En favorisant la circulation des flux d'énergie, le marché intérieur européen optimise la complémentarité des mix énergétiques et accroît le niveau de compétitivité. Par la liberté d'établissement des producteurs et des fournisseurs, il favorise le développement de sources de production variées, y compris renouvelables. Il offre également aux acteurs de marché des opportunités de développement à l'échelle de l'Europe.

Ces objectifs sont ceux qu'a annoncés le Conseil européen de mars 2007, qui a fait de la construction d'un « marché intérieur de l'énergie efficace, pleinement opérationnel et interconnecté » une des conditions de la sécurité d'approvisionnement de l'Union européenne.

Le « 3^{ème} paquet énergie », présenté par la Commission européenne le 19 septembre 2007, après ceux de 1996-1998 et de 2003, a pour ambition d'accélérer la construction de ce marché intérieur. À cette fin, il propose trois mesures majeures: l'amélioration du fonctionnement des réseaux de transport en Europe, tant en électricité qu'en gaz; l'harmonisation et le renforcement des régulateurs nationaux, tant sur le plan de leurs compétences que sur celui de leur indépendance; la mise en place d'une agence de coopération des régulateurs de l'énergie.

L'achèvement du marché intérieur exige la levée des obstacles aux échanges entre les différents réseaux. Or, l'insuffisance des investissements dans les interconnexions, et les congestions qui en résultent, constituent un frein au développement de ce marché.

C'est d'ailleurs ce qu'a relevé le rapport « Sécurité énergétique et Union Européenne – Propositions pour la présidence française », remis au Premier ministre par M. Claude Mandil le 21 avril 2008. Selon ce rapport, « la mise en œuvre complète et résolue du marché intérieur ne compromet pas la sécurité, comme on l'entend dire trop souvent. Bien au contraire, c'est l'outil essentiel de la solidarité à l'intérieur de l'Union. Encore faut-il qu'il s'agisse réellement d'un marché unique et fluide, et non de vingt-sept marchés, certes libéralisés mais cloisonnés par les pratiques contractuelles, le manque d'infrastructures de transport et d'harmonisation réglementaire. »

Pour aller de l'avant, une démarche pragmatique s'est imposée: la mise en place de marchés régionaux transfrontaliers, qui s'appuient sur le développement et l'optimisation de l'utilisation des interconnexions.

Dans cette perspective, la CRE participe activement à quatre initiatives régionales dans le domaine de l'électricité et à deux initiatives dans le secteur du gaz.

Les progrès accomplis dans ce cadre sont tangibles.

Dans le secteur de l'électricité, il s'agit principalement de l'évolution des règles d'accès aux interconnexions et de la définition de mécanismes communs pour la gestion des congestions en Europe, à l'instar du couplage des marchés français, belge et néerlandais, qui sera étendu aux marchés allemand et luxembourgeois en 2009.

Dans le secteur du gaz, les initiatives régionales ont amélioré la transparence par la publication par les gestionnaires de réseaux des données indispensables aux acteurs de marché. Elles contribuent en outre à l'optimisation de l'utilisation des capacités existantes et au développement des importations de gaz naturel en provenance d'Espagne, d'Allemagne et de Belgique.

La construction de marchés régionaux ne doit cependant pas faire oublier l'objectif de leur réunion future dans un grand marché européen, ce qui exige dès à présent un degré minimal d'harmonisation entre les différentes régions.

En France, le processus d'ouverture à la concurrence des marchés de l'électricité et du gaz s'est achevé le 1^{er} juillet 2007 avec l'ouverture des marchés des consommateurs résidentiels. L'achèvement de la filialisation de l'activité des gestionnaires de réseaux, conformément à la loi du 7 décembre 2006, rend désormais possible l'adaptation de la régulation du monopole naturel que constituent les réseaux.

À l'occasion du renouvellement progressif, à partir du 1^{er} juillet 2008, de l'ensemble des tarifs d'utilisation des réseaux d'électricité et de gaz naturel, la CRE a commencé à mettre en place des mécanismes incitant les gestionnaires de réseaux à offrir le service le plus performant au meilleur prix.

Dans le cadre de la régulation incitative des coûts, l'évolution des tarifs est définie sur une période de trois à quatre ans et tient compte d'objectifs de productivité fixés par la décision tarifaire. Ce nouveau cadre de régulation, déjà mis en place par certains régulateurs en Europe, donnera une visibilité accrue aux fournisseurs et aux gestionnaires de réseaux. Conformément à la loi, l'évolution des tarifs d'accès aux réseaux doit être répercutée dans les tarifs réglementés de vente d'électricité et de gaz.

La CRE travaille également à l'élaboration d'une régulation incitative de la qualité. À partir des éléments désormais mis à sa disposition à la faveur de la création d'ERDF, elle a constaté une dégradation, dont l'origine est bien antérieure à l'ouverture du marché, de la qualité de l'énergie électrique distribuée sur les réseaux concédés à ce gestionnaire. Un effort très important de rattrapage devra être réalisé dans les années à venir.

Par ailleurs, l'émergence d'un marché interconnecté et concurrentiel requiert un développement significatif des infrastructures électriques et gazières.

Parmi les investissements de RTE, les interconnexions électriques revêtent une importance particulière. Les obstacles rencontrés pour leur réalisation ne sont pas de nature financière, ils résident dans la sensibilité des populations locales aux préoccupations environnementales, ainsi que dans la complexité de certaines procédures administratives.

Il est indispensable qu'un équilibre soit trouvé entre le souci légitime de la préservation de l'environnement et l'impératif de réalisation rapide d'ouvrages indispensables au développement des échanges, à la solidarité entre les États membres et à la sûreté du système électrique.

En gaz, les investissements programmés dans les interconnexions avec l'Allemagne, la Belgique et l'Espagne créeront de nouvelles capacités d'entrée de gaz sur le territoire. De même, les terminaux méthaniers en projet, non seulement permettront une plus grande diversification des sources d'approvisionnement, mais contribueront également à la mise en place de la capacité excédentaire nécessaire au développement du marché.

La CRE a fait en sorte que toutes les conditions techniques et juridiques de l'ouverture complète des marchés au 1^{er} juillet 2007 soient réunies: tout consommateur qui souhaite changer de fournisseur peut exercer ce droit en toute connaissance de cause, de façon simple, gratuite, et avec la garantie de conserver le même niveau de qualité et de sécurité.

L'apprentissage de la concurrence reste cependant très progressif. Il passe par une meilleure information des consommateurs. Or, seul un tiers des ménages français sait qu'il peut choisir ses fournisseurs d'électricité et de gaz. Cela démontre que l'introduction de la concurrence, dans chacun des deux secteurs, exige de la pédagogie et du temps.

Le développement de la concurrence s'inscrit dans un contexte d'énergie chère, en raison de la hausse du prix des matières premières, de la prise en compte des exigences environnementales et de l'importance des investissements de renouvellement et de développement dans les domaines de la production, du transport et de la distribution.

En France, les progrès de la concurrence restent limités du fait du maintien des tarifs réglementés de vente, qui coexistent avec les offres de marché.

En électricité, quatre ans après son ouverture totale à la concurrence, le marché des professionnels est atone : la création du tarif transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM) a fermé le marché des grandes entreprises; sur le marché des PME-PMI, les fournisseurs alternatifs continuent de subir un effet de ciseau tarifaire pour concurrencer les tarifs réglementés de vente.

Un an après son ouverture, le marché de l'électricité pour les particuliers présente quant à lui un degré de concurrence encore très faible.

Au total 2,7 % des sites – correspondant à 31 % de la consommation française d'électricité – ont fait le choix du marché. Toutefois près des deux tiers de la consommation des clients professionnels en offre de marché relèvent du TaRTAM.

En gaz, la concurrence est plus dynamique : tant chez les clients particuliers que chez les clients professionnels, le nombre des sites consommateurs de gaz en offre de marché augmente régulièrement. Le passage de cinq à trois zones d'équilibrage, en janvier 2009, créera une grande zone de marché dans la moitié nord de la France. Il favorisera, dans cette zone, le développement de la liquidité du marché de gros du gaz. En outre, la création d'une bourse du gaz devrait améliorer les conditions de l'activité de négoce des nouveaux entrants.

Les réajustements du niveau des tarifs réglementés de vente, destinés à tenir compte des coûts d'importation du gaz conformément à la loi, constituent une condition indispensable pour permettre aux fournisseurs alternatifs d'être compétitifs.

Au total 4 % des points de livraison – correspondant à 43 % de la consommation française de gaz – sont fournis à des prix de marché.

Mettant en œuvre la mission de surveillance des marchés de gros que le législateur lui a confiée en 2006, la CRE a enquêté sur les pics de prix d'électricité observés sur la bourse Powernext en octobre et en novembre 2007, alors que la situation de l'équilibre offre-demande était très tendue. Aucun comportement individuel répréhensible n'a été identifié. Toutefois, la CRE a relevé plusieurs dysfonctionnements qui ont contribué à ces pics de prix. En conséquence, elle a émis des préconisations que les acteurs du marché de gros de l'électricité, les producteurs, Powernext et RTE ont commencé à mettre en œuvre.

Le dynamisme commercial des fournisseurs devrait les conduire à offrir aux consommateurs plus de solutions innovantes en matière de maîtrise de la consommation d'énergie et de fourniture d'électricité renouvelable.

La CRE se préoccupe de la maîtrise de la demande d'énergie électrique. Par exemple, elle recommande le déploiement généralisé de systèmes de comptage évolué par les gestionnaires de réseaux. Dans ce cadre, elle contrôle l'expérimentation menée par ERDF portant sur le remplacement, en 2010, de 300 000 compteurs par des compteurs évolués, préalable à leur installation chez l'ensemble des consommateurs. Cette innovation permettra aux fournisseurs de développer des offres diversifiées, aux gestionnaires de réseaux d'améliorer la qualité de leurs prestations, et aux consommateurs de mieux connaître leur consommation et ainsi de la rationaliser.

Le comptage évolué ne constitue que l'une des formes du développement de dispositifs intelligents dont il conviendra d'équiper les réseaux à l'avenir et qui rendent possibles, au bénéfice des consommateurs, une meilleure gestion de ces ouvrages et la mise en place de prestations nouvelles. À cet égard, il y a lieu de mentionner la maîtrise des flux d'électricité permise par les effacements diffus, qui résultent de l'addition d'un grand nombre de petits ajustements de consommation sur des sites raccordés aux réseaux publics de distribution. La CRE a approuvé les règles proposées par RTE pour l'intégration expérimentale de tels effacements dans le mécanisme d'ajustement.

L'Europe a fait le choix d'un marché libre et concurrentiel pour répondre aux défis énergétiques du XXI^{ème} siècle. La mise en œuvre de cette politique passe nécessairement par des phases de transition, qui peuvent susciter des interrogations. L'une des réponses à ces dernières réside dans une régulation des marchés de l'électricité et du gaz à la fois forte, efficace et indépendante. Telle est l'ambition de la CRE, tant au plan national qu'europpéen.

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 Organisation de la CRE¹ et de ses services²

1.1 La Commission



Philippe de LADOUCETTE - Michel LAPEYRE- Maurice MEDA
Pascal LOROT – Hugues HOURDIN - Eric DYEURE - Jean-Paul AGHETTI - Emmanuel RODRIGUEZ - Jean-
Christophe LE DUIGOU

¹ Article 28 de la loi du 10 février 2000 modifiée

² Article 30 de la loi du 10 février 2000 modifiée

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

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

Les membres du Comité sont nommés pour une durée de six ans non renouvelable.

Le Collège et le Comité établissent, chacun pour ce qui le concerne, un règlement intérieur qui est publié au *Journal officiel de la République française*³.

A. LA COMPOSITION DU COLLEGE DE LA COMMISSION

Le Collège est composé:

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

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

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

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

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

³ Article 30 de la loi du 10 février 2000.

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

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

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

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

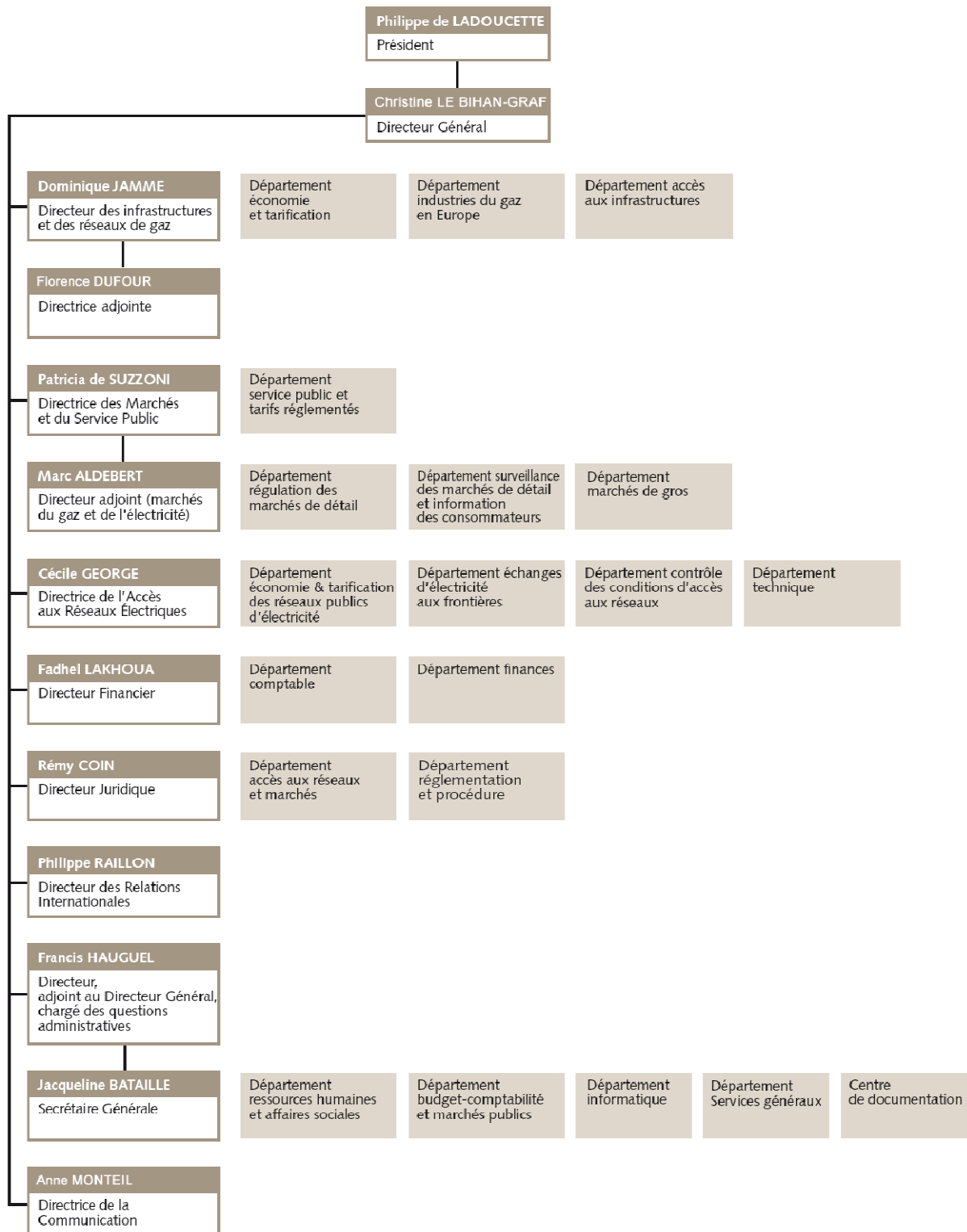
Il peut également être mis fin aux fonctions d'un membre du Collège en cas de manquement grave à ses obligations par décret en conseil des ministres sur proposition du président d'une commission du Parlement compétente en matière d'énergie ou sur proposition du Collège.

1.2 Les services de la CRE

La Commission de régulation de l'énergie dispose de services qui sont placés sous l'autorité du président. La CRE peut employer des fonctionnaires en position d'activité ou de détachement dans les mêmes conditions que le ministère chargé de l'énergie ou recruter des agents contractuels.

Les services de la CRE sont organisés par direction:

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



2 Principales missions

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

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

3 Principaux pouvoirs

3.1 Le 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 ;
- prendre des décisions réglementaires dans le secteur de l'électricité et du gaz dans plusieurs domaines :

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

3.2 Le CoRDIS

Les articles 38 et 40 modifiés de la loi du 10 février 2000 ont chargé le CoRDIS d'exercer les missions confiées à la CRE pour:

- régler les différends entre les utilisateurs et gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, entre les opérateurs et les utilisateurs des ouvrages de transport et de distribution de gaz naturel, entre les exploitants et les utilisateurs des installations de GNL et de stockage de gaz naturel : cette procédure est limitée aux clients éligibles ;
- préciser les conditions d'ordre technique et financier d'un règlement de différend ;
- ordonner des mesures conservatoires nécessaires afin, notamment, d'assurer la continuité du fonctionnement des réseaux ;
- prendre des sanctions en cas de violation des règles législatives, réglementaires ou édictées par la CRE, relative notamment, à l'accès ou à l'utilisation des réseaux publics d'électricité, des ouvrages de transport et de distribution de gaz naturel ou des installations de GNL, aux principes de dissociation comptable, aux règles de mise à disposition de la comptabilité ainsi qu'en cas de non-respect des décisions de règlements de différends ;

4 Garantie d'indépendance

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

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

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

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

5 Compétences partagées

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

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

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

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

5.2 avec le Conseil de la concurrence

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

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

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

5.3 avec l'Autorité des marchés financiers

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

*
* *

II . La régulation du marché de l'électricité

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

Conformément à la directive 2003/54/CE, 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 435 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 Vers un modèle cible pour la gestion des interconnexions

Au-delà des avancées concrètes obtenues en matière de gestion des congestions aux interconnexions, l'année écoulée aura été essentiellement marquée par l'apparition d'un consensus croissant, au niveau européen, autour d'un modèle cible commun de calcul et d'allocation des capacités d'interconnexions (*cf.* Encadré n° 1).

Les contours de ce modèle cible ont été définis dans le premier rapport de l'ERGEG intitulé *Electricity Regional Initiatives Convergence and Coherence report*, soumis à consultation publique le 20 juillet 2007 et présenté au 14e Forum de Florence des 24 et 25 septembre 2007.

En ce qui concerne le calcul des capacités, l'utilisation par les gestionnaires de réseaux d'une représentation commune du réseau serait une étape essentielle vers la maximisation des capacités disponibles. Les capacités devraient être calculées, par les gestionnaires de réseaux, en mesurant l'impact des flux transfrontaliers globaux sur les réseaux par des coefficients d'influencement (méthode dite *flow-based* ou *PTDF-based*), et non de manière bilatérale sur chaque interconnexion (méthode dite *ATC-based*).

S'agissant de l'allocation des capacités d'interconnexion, elle doit être réalisée selon trois types d'échéances: long terme (produits mensuels et annuels, voire de plus long terme), du jour pour le lendemain, et infrajournalière.

Pour l'allocation des capacités de long terme, le mécanisme cible est un mécanisme d'enchères explicites harmonisé sur toute l'Europe :

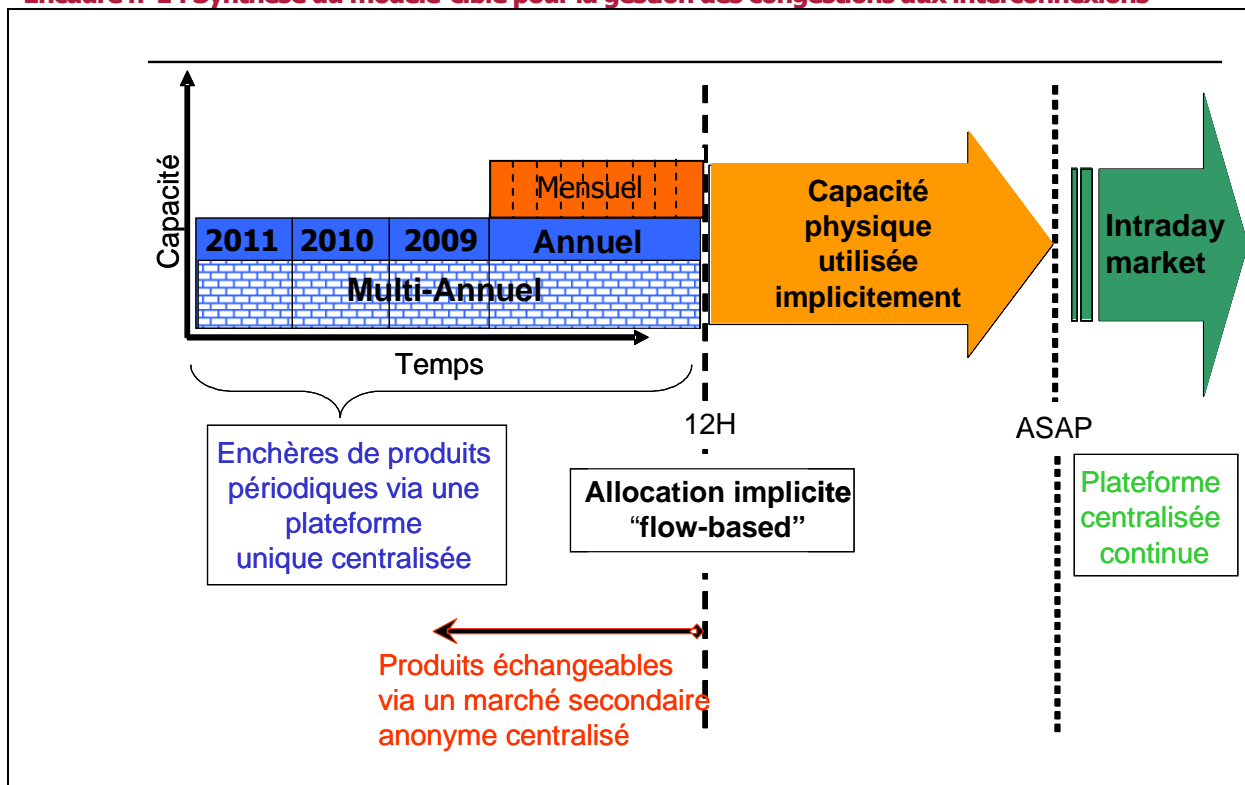
- un même ensemble de règles ;
- des produits identiques sur toutes les interconnexions ;
- une interface unique pour les participants.

Des discussions sont en cours sur les détails des règles et la nature des produits à allouer.

Pour l'allocation des capacités du jour pour le lendemain, les méthodes implicites permettent l'utilisation optimale des capacités en fonction des prix des différents marchés. Ainsi, le mécanisme cible qui fait consensus en Europe est le couplage des marchés organisés du jour pour le lendemain (*market coupling*), et à plus long terme la fusion de ces marchés, avec des zones de prix distincts en fonction des congestions (*market splitting*).

Pour l'allocation des capacités infrajournalières, le mécanisme qui fait consensus en Europe est une allocation des capacités continue et implicite. Il s'agirait d'une plateforme unique, qui allouerait les capacités implicitement, dès qu'une offre d'énergie, dans un État, correspondrait à une demande d'énergie dans un autre État

Encadré n°1 : Synthèse du modèle-cible pour la gestion des congestions aux interconnexions



1.2 Les initiatives régionales : des progressions différentes

Même si, au sein de chacune des sept initiatives régionales, les priorités sont identiques, les initiatives régionales ne progressent pas toutes au même rythme (*cf.* encadrés n° 2 à 5).

Ces différences d'avancement ont diverses causes:

- un problème lié aux ressources humaines et financières nécessairement limitées des gestionnaires de réseaux. Cette difficulté est encore plus exacerbée lorsqu'un même pays est impliqué dans plusieurs initiatives régionales (cas de la France et de l'Allemagne, qui sont impliquées dans quatre initiatives régionales différentes). Dans sa proposition de troisième paquet législatif, la Commission européenne propose la mise en place d'incitations aux gestionnaires de réseaux à intégrer les marchés ;
- un manque d'harmonisation des compétences des différents régulateurs nationaux, ce qui permet, dans certains cas, à quelques gestionnaires de réseaux de bloquer la mise en œuvre de dispositions susceptibles d'améliorer le fonctionnement des marchés ;
- des différences « d'architectures de marché » au sein d'une même région ;
- une absence de consensus sur le calendrier de mise en œuvre des priorités définies dans la région.

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

- Un projet de règles uniques pour l'allocation des capacités de long terme, qui entreront en vigueur fin 2008, est en cours de rédaction par l'ensemble des gestionnaires de réseaux de la région. De plus, une plate-forme unique pour les enchères de long terme remplacera, dans le même temps, les trois interfaces utilisées actuellement dans la région.
- Un projet ambitieux de *flow based market coupling* à l'échelle régionale est également en cours, étendant ainsi à l'Allemagne le *trilateral market coupling* entre la France, la Belgique et les Pays-Bas. Il devrait être mis en œuvre dès le début de l'année 2009.
- Depuis mai 2007, des échanges infra-journaliers sont réalisés entre la France et la Belgique, avec une allocation par prorata. Un projet est également en cours sur les frontières des Pays-Bas avec l'Allemagne et la Belgique.

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

- Un important effort d'harmonisation a été entrepris en 2007, permettant ainsi à l'allocation des capacités relatives à l'année 2008 d'être effectuée sous un seul jeu de règles, avec cependant encore de nombreuses spécificités sur chaque frontière. Cet effort d'harmonisation et d'amélioration des règles est poursuivi en 2008.
- Des discussions sur la mise en œuvre future d'un *market coupling* sont en cours.

Encadré n°4 : Etat d'avancement de la région Sud-Ouest

- Afin de développer les échanges d'électricité, de faciliter l'intégration du marché ibérique dans le marché européen de l'électricité et d'améliorer la sécurité des réseaux, un projet de construction de nouvelle ligne entre la France et l'Espagne, annoncé par le président de la République et le premier ministre espagnol, est à l'étude.
- Les travaux d'amélioration et d'harmonisation des règles de gestion des interconnexions au sein de la région se poursuivent en 2008.
- Un projet de mise en place d'un mécanisme d'échange d'électricité en temps réel entre la France et l'Espagne et un projet de couplage de marché régional sont à l'étude.

Encadré n°5 : Etat d'avancement de la région France – Royaume Uni - Irlande

- Les travaux menés en 2007 ont abouti à un projet concret de développement des échanges d'ajustement au sein de la région. Ce projet repose sur les principes suivants :
 - une concurrence accrue et, pour les offreurs d'ajustement, davantage d'opportunités de voir leurs offres activées grâce à l'échange entre GRT d'offres d'ajustement standardisées et compatibles avec les architectures de marché de part et d'autre de l'interconnexion ;
 - l'échange entre GRT des réserves disponibles au-delà des réserves requises pour un maintien de la sûreté du système dans chaque pays ;
 - l'absence de réservation de capacité d'interconnexion, de sorte que les échanges d'ajustement transfrontaliers n'auront lieu que si de la capacité d'interconnexion demeure inutilisée par les acteurs de marché ;
 - une transparence assurée grâce à la publication des méthodes de calcul des offres échangées par les GRT, des offres échangées et des offres activées (prix et volumes).

Une étape intermédiaire sera observée à partir de mi-2008. Le dispositif sera pleinement opérationnel à compter de mi-2009.

- De nouvelles règles d'allocation des capacités d'interconnexion, conformes à la législation européenne et harmonisées avec les règles en vigueur sur les autres frontières françaises, seront mises en place fin 2008.

1.3 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 continue à co-présider le groupe de travail « Initiatives régionales en électricité » (*Task Force* ERI). Ce groupe est 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,
- de définir une vision commune du futur marché européen de l'énergie.

Ce groupe de travail doit ainsi identifier, au sein de chaque région, les obstacles à la mise en œuvre du modèle-cible, et proposer des plans d'actions pour les lever.

Il veille également à renforcer la coordination des différents travaux afin d'éviter que certains projets régionaux soient incompatibles entre eux (*cf.* les projets de couplage de marché régionaux notamment), en vue d'un développement continu et harmonieux vers le marché européen de l'électricité.

Les plans d'actions actualisés constitueront la base du second rapport *Coherence and Convergence* qui sera présenté au prochain Forum de Florence.

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

Afin d'évaluer l'évolution des mécanismes de gestion des congestions introduites au 1^{er} janvier 2006, et conformément au règlement européen du 26 juin 2003, la CRE a publié en mai 2007 son premier rapport annuel sur la gestion et l'utilisation des interconnexions électriques en 2006. Ces travaux se sont poursuivis en 2008 avec la publication du deuxième rapport, le 18 juin 2008, analysant les évolutions survenues en 2007 (voir Encadré n° 6). Ce second rapport a pour objectifs de :

- dresser le bilan de la gestion des interconnexions en 2007 ;
- faire le point sur les mécanismes cibles qui font désormais consensus en Europe,
- dresser la liste des questions importantes qu'il reste à résoudre afin d'atteindre ces cibles. En effet, si les grands principes de ces mécanismes cibles sont clairement établis (voir Encadré n° 1), leur mise en œuvre concrète soulève de nombreuses questions auxquelles il conviendra d'apporter une réponse.

Au sein de l'initiative régionale Centre-Ouest, cette évaluation est également effectuée par les cinq régulateurs concernés, et un premier rapport commun devrait être publié d'ici à la fin de l'année 2008.

Encadré n°6 : Utilisation des capacités d'interconnexion en 2007 et bilan de l'introduction du couplage des marchés français, belge et néerlandais.

- Les capacités journalières vendues aux enchères explicites ont été, de façon générale, assez mal utilisées par rapport aux différentiels de prix entre les marchés du jour pour le lendemain. Du fait de la multiplicité des étapes liées à la séparation des marchés de l'énergie et du transport (enchères dites « explicites »), les capacités n'ont pas été utilisées au maximum dans le sens du différentiel de prix, et ont même été utilisées à contresens de ce différentiel :

		capacité utilisée à contresens du différentiel de prix (MW)	<i>proportion des heures concernées</i>	capacité non utilisée dans le sens du différentiel de prix (MW)	<i>proportion des heures concernées</i>
Allemagne	Export	298	80%	843	83%
	Import	732	86%	2159	88%
Angleterre	Export	317	69%	612	73%
	Import	110	27%	1150	97%
Espagne	Export	350	97%	86	28%
	Import	13	13%	127	42%
Italie	Export	336	81%	91	13%
	Import	24	9%	849	94%

- En revanche, sur l'interconnexion France-Belgique, la méthode d'allocation implicite actuellement en vigueur (*trilateral market coupling* avec, également, les Pays-Bas) a permis une utilisation optimale des capacités. De plus, les prix des trois marchés organisés ont fortement convergé, avec une égalité parfaite des trois prix pendant 60% de l'année.
- La perte sociale causée par l'absence de couplage de marchés, sur les autres frontières, est colossale :

		Estimation de la perte sociale (M€)	Total (M€)
Allemagne	Export	45	110
	Import	65	
Angleterre	Export	22	57
	Import	34	
Espagne	Export	3	21
	Import	18	
Italie	Export	18	47
	Import	29	
Suisse	Export	30	97
	Import	62	
Total :		332	

- Les détails de ces analyses sont présentés dans le rapport annuel de la CRE sur les interconnexions publié en juin 2008.

Au sein de l'ERGEG, le groupe de travail « réseau et marché d'électricité » a commencé à examiner en 2007 les obstacles au développement des échanges transfrontaliers liés aux différences d'architectures de marché entre les différents Etats membres (niveau d'informations accessibles aux acteurs de marché, règles applicables aux échanges, répartition des charges résultant des obligations de sécurité d'approvisionnement). Ces travaux se poursuivront en 2008 avec la publication d'un second *Compliance Report* analysant en détail la conformité des mécanismes de gestion de la congestion aux interconnexions avec les prescriptions des textes communautaires.

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

Dans le cadre de l'ERGEG et du groupe de travail « réseau et marché d'électricité », la CRE travaille à l'établissement des orientations sur l'intégration des marchés d'ajustement. Ces orientations ont été soumises une première fois à consultation en 2006. Les acteurs ont été nombreux à partager l'idée que devait être 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. Les résultats de cette étude sont attendus fin août 2008. Ils seront pris en compte dans la nouvelle version des orientations qui sera soumise une nouvelle fois à consultation publique avant d'être remise à la Commission européenne. Celle-ci pourra alors rendre ces orientations, juridiquement contraignantes par le processus de comitologie.

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

Des réflexions sur la mise en place de mécanismes incitatifs sont en cours, notamment en ce qui concerne les investissements dans les infrastructures, l'optimisation des réseaux existants et la mise en œuvre des mécanismes cibles.

En particulier, la CRE participe à l'étude sur les infrastructures électriques, lancée par la Commission européenne, dans le but d'identifier les barrières aux investissements dans de nouvelles infrastructures d'interconnexion.

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

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

2.1 Les tarifs d'accès aux réseaux

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

A. L'ACTUEL TARIF D'ACCES AUX RESEAUX

L'actuel tarif d'accès aux réseaux est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2006. Il est issu de la décision du 23 septembre 2005 (cf. tableau n° 1 ci-dessous). Sa période d'application envisagée est d'environ deux ans. Les redevances moyennes d'accès au réseau sont exprimées hors taxes et prélèvement applicables⁴.

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

TABLEAU N°1 : TARIFS D'ACCES AUX RESEAUX

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

(*) Classification Eurostat :

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

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

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

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

⁴ Hors contribution tarifaire sur les prestations de transport et de distribution d'électricité fixées par le [décret no 2005-123](#) du 14 février 2005 et l'arrêté du 29 décembre 2005.

B. LE NIVEAU DES CHARGES DES GESTIONNAIRES DE RESEAU

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

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

Les tarifs prennent également en compte les évolutions introduites par le règlement 1228/2003 du 26 juin 2003 et la loi du 9 août 2004. Celles-ci concernent les actifs inclus dans les périmètres du transport et de la distribution, le financement des charges de retraites supportées par les opérateurs de réseau ainsi que les recettes résultant des mécanismes de gestion des congestions aux interconnexions. Les recettes obtenues par les enchères de capacité de réseau aux interconnexions diminuent le niveau des tarifs de transport, ce qui bénéficie à l'ensemble des utilisateurs.

C. L'ÉQUILIBRE DES CHARGES ET DES PRODUITS

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

En raison de l'élaboration de nouveaux tarifs d'accès, les montants pour les années 2007 et 2008 sont en cours d'évaluation.

Les charges de capital, quant à elles, se composent de la rémunération et amortissement déduction faite des apports externes de l'année dans le cas du distributeur.

D. LA REMUNERATION DES ACTIFS

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

En raison de l'élaboration de nouveaux tarifs d'accès, les montants pour les années 2007 et 2008 sont en cours d'évaluation.

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

E. DES GAINS DE PRODUCTIVITE DEMANDES

Conformément à l'article 4 du règlement 1228/2003 du 26 juin 2003, la CRE doit prendre en compte des coûts « *correspondant à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace* ». Elle demande donc aux gestionnaires de réseau de réaliser des gains de productivité pendant la période d'application des règles tarifaires qu'elle propose. Dans les tarifs actuellement en vigueur, ces gains de productivité prennent la forme d'une réduction globale de 3 % appliquée au montant des charges prévisionnelles proposées par les gestionnaires de réseaux. L'assiette de coûts sur laquelle est calculée cette réduction globale est définie comme la somme des charges de personnel et des consommations externes. Les charges de capital résultant des investissements ne sont donc pas concernées.

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

Le système tarifaire mis en place à l'occasion de la dernière proposition comprend un compte fiduciaire extra-comptable, intitulé Compte de Régulation des Charges et Produits (CRCP). Son objectif est de prendre en compte l'incertitude de certaines catégories de charges et recettes, non maîtrisables par les gestionnaires réseaux publics. La CRE a considéré que les charges liées à la compensation des pertes sur les réseaux électriques publics, les produits liés aux mécanismes de gestion des congestions aux interconnexions du réseau de transport avec les pays voisins, ainsi que le résultat des activités de fourniture des prestations complémentaires présentent un degré de difficulté de maîtrise et de prévision par les gestionnaires de réseau qui justifie leur prise en compte par le CRCP. Par ailleurs, les charges de capital prises en compte dans le tarif visent à refléter les investissements réalisés en application des procédures d'investissement et de la réglementation applicables aux réseaux publics de transport et de distribution. Dans cette mesure, ces charges de capital sont également éligibles au CRCP pour la part non prévue initialement par la CRE dans les amortissements et la rémunération de la base d'actifs régulée.

2.2 La qualité de service des réseaux d'électricité

A. LA QUALITE DU RESEAU DE DISTRIBUTION

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

- la connaissance du patrimoine de distribution, qui inclut la description de l'état du réseau et de la clientèle, ainsi que l'évolution physique des infrastructures de réseau ;
- la continuité de la fourniture et la qualité de l'onde tension ;

- la qualité de service du distributeur, qui comprend les conditions de raccordement, la gestion courante des contrats et des engagements liés à la démarche qualité, ainsi que le suivi des activités de comptage ;
- les pertes en lignes ;
- l'évolution des coûts et des recettes, qui inclut les charges et recettes du distributeur, les immobilisations et les investissements effectués sur les réseaux.

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

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

A défaut de la transmission par ERDF du compte rendu d'activité pour 2007, seules les données de 2006 sont analysées.

B. LA QUALITE DU RESEAU DE TRANSPORT

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

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 ;
- le contrôle de l'obligation de prudence des utilisateurs, en particulier le nombre d'utilisateurs perturbateurs.

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

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

Avec ces informations la CRE :

- contrôle l'évolution des indicateurs de chaque concession et prévenir ainsi une éventuelle dégradation locale de la qualité année après année ;
- détermine les paramètres d'une régulation incitative des gestionnaires de réseaux au regard de la qualité. ;
- apprécie les objectifs de qualité des textes réglementaires lorsqu'ils sont soumis pour avis à la CRE ;
- intègre les résultats aux comparaisons internationales menées par la CEER. La publication du 4^{ème} rapport sur la comparaison des niveaux de qualité de fourniture d'électricité (*4th Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply*) est prévue fin 2008 et intégrera les performances de 2006. Ce rapport s'inscrit dans la continuité des trois premiers rapports en 2001, 2003 et 2005.

Le temps annuel moyen de coupure, toutes causes confondues (TCC), est pour l'année 2006 de 98,9 minutes par client raccordés en haute tension (HTA) et de 94,2 minutes par client raccordé en basse tension (BT), contre 64,0 minutes en 2005 et 63,7 minutes en 2004.

La multiplication des évènements climatiques en 2006 a conduit à une dégradation de la qualité de la fourniture d'électricité. La CRE sera attentive aux décisions d'investissements de réseaux de distribution par les gestionnaires, ainsi que les actions d'entretien et de maintenance, qui permettent une amélioration de l'alimentation en électricité.

2.3 L'ajustement

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

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

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

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

B. LE FONCTIONNEMENT DU MECANISME D'AJUSTEMENT

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

Par un système d'offres à la hausse et à la baisse, les acteurs du marché communiquent les conditions techniques et financières auxquelles RTE peut modifier leurs programmes de production ou de consommation. RTE compense les déséquilibres en sélectionnant des offres, après les avoir interclassées selon un critère de préséance économique et en prenant en compte les contraintes techniques exprimées par les acteurs. Conformément à la loi, la totalité de la puissance non utilisée techniquement disponible sur chacune des installations de production raccordées au réseau public de transport est mise à disposition du gestionnaire de ce réseau par les producteurs dans leurs offres sur le mécanisme d'ajustement. Lorsqu'ils transmettent au GRT français leurs programmes de production pour la journée du lendemain, les producteurs lui remettent dans le même temps, de manière implicite, des offres d'ajustement égales à la différence entre la puissance maximale disponible et le programme de production.

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

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

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

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

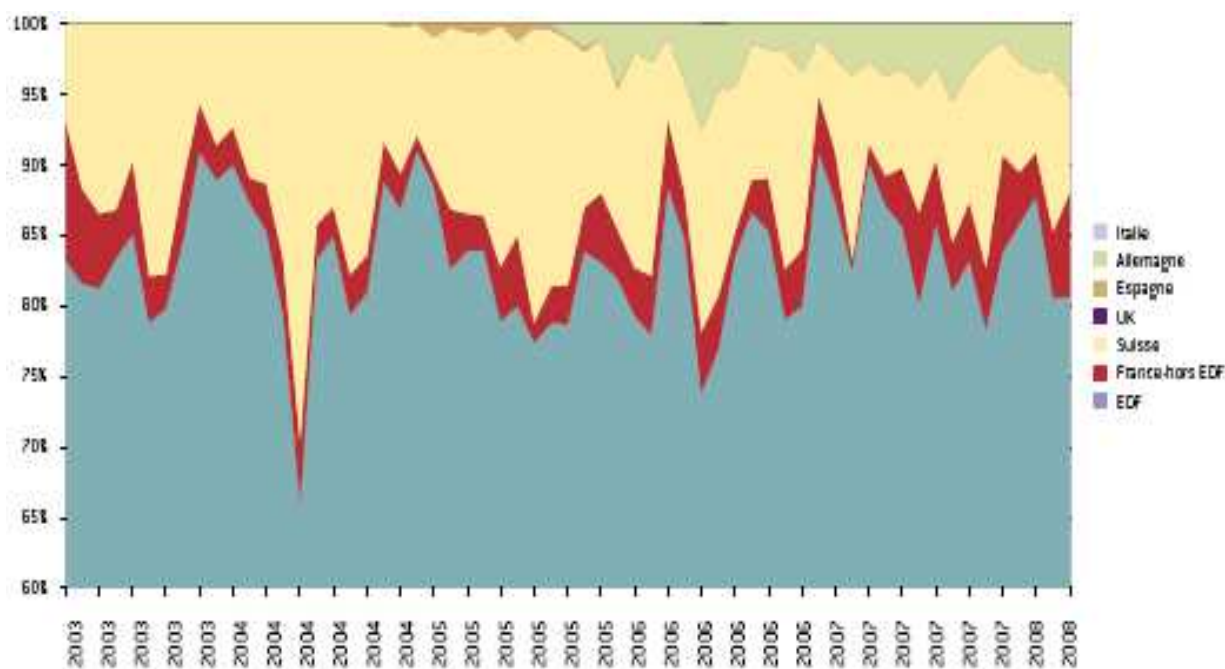
En matière de réserve tertiaire, une puissance de 1 500 MW (1 000 MW de réserve rapide mobilisable en moins de 13 minutes et 500 MW de réserve complémentaire mobilisable en moins de 30 minutes) fait l'objet d'une contractualisation, dont les coûts sont recouverts via un paiement des responsables d'équilibre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

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

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

La CRE s'est attachée à accroître la concurrence sur le mécanisme d'ajustement. Depuis le lancement du Mécanisme d'Ajustement en avril 2003, la CRE a veillé à ce que les acteurs de marché établis dans les zones ou pays frontaliers, puissent participer au marché d'ajustement en concurrence avec les acteurs français. Ainsi le Mécanisme d'Ajustement est ouvert à la participation des acteurs suisses (depuis avril 2003), des acteurs anglais et espagnols (depuis novembre 2004), des acteurs allemands (depuis septembre 2005) et des acteurs italiens (depuis avril 2006). Les acteurs suisses et allemands participent activement au mécanisme, pour des volumes importants (leur part de marché sur le volume des offres à la hausse est d'environ 25 %), tandis que la participation des acteurs espagnols, anglais et italiens est exceptionnelle du fait de l'incompatibilité entre les processus d'accès aux interconnexions ou encore les règles nationales de programmation de la production avec la nécessité pour RTE d'utiliser des offres flexibles afin d'équilibrer son système au plus près du temps réel (Figure 1).

FIGURE N° 1 : PART DES AJUSTEMENTS A LA HAUSSE ACTIVES SUR LE MECANISME D'AJUSTEMENT FRANÇAIS SELON LEUR PROVENANCE



Alors que la participation des acteurs anglais au mécanisme d'ajustement français est possible depuis octobre 2004, les volumes échangés ont toujours été faibles et aucune offre n'a été activée en provenance d'Angleterre depuis début 2006. Cette situation s'explique par le manque de flexibilité du dispositif en place. Sur la base de ce constat, des travaux ont été menés en 2007 dans le cadre de l'initiative régionale regroupant la France, la Grande-Bretagne et l'Irlande.

Ils ont permis d'élaborer un projet de développement des échanges d'ajustement entre la France et l'Angleterre, qui devrait permettre également d'établir la réciprocité des échanges d'ajustement entre les deux pays.

L'année écoulée a également été marquée par des travaux destinés à développer la participation des consommateurs au mécanisme d'ajustement. La CRE a approuvé le 5 décembre 2007 des règles transitoires de mise en œuvre des effacements diffus. Ces effacements résultent d'une somme de petits ajustements de consommation sur des sites raccordés aux réseaux publics de distribution. Les bénéfices potentiels de ces effacements sont nombreux : sécurité d'alimentation renforcée, concurrence et efficacité économique accrues, et une demande d'énergie réduite.

Enfin, la CRE a approuvé le 2 avril 2008 une disposition dérogatoire à la section 1 des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au dispositif de responsable d'équilibre. Elle permettra la réservation contractuelle de puissance effaçable auprès de consommateurs raccordés au réseau public de transport qui seront rémunérés par RTE pour ce service. Ces charges seront répercutées auprès des responsables d'équilibre. L'appel d'offres expérimental réalisé par RTE, qui portera sur une année, permettra de vérifier l'existence du gisement des effacements de consommation, leur intérêt pour la sûreté du système ainsi que leur efficacité économique.

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 :

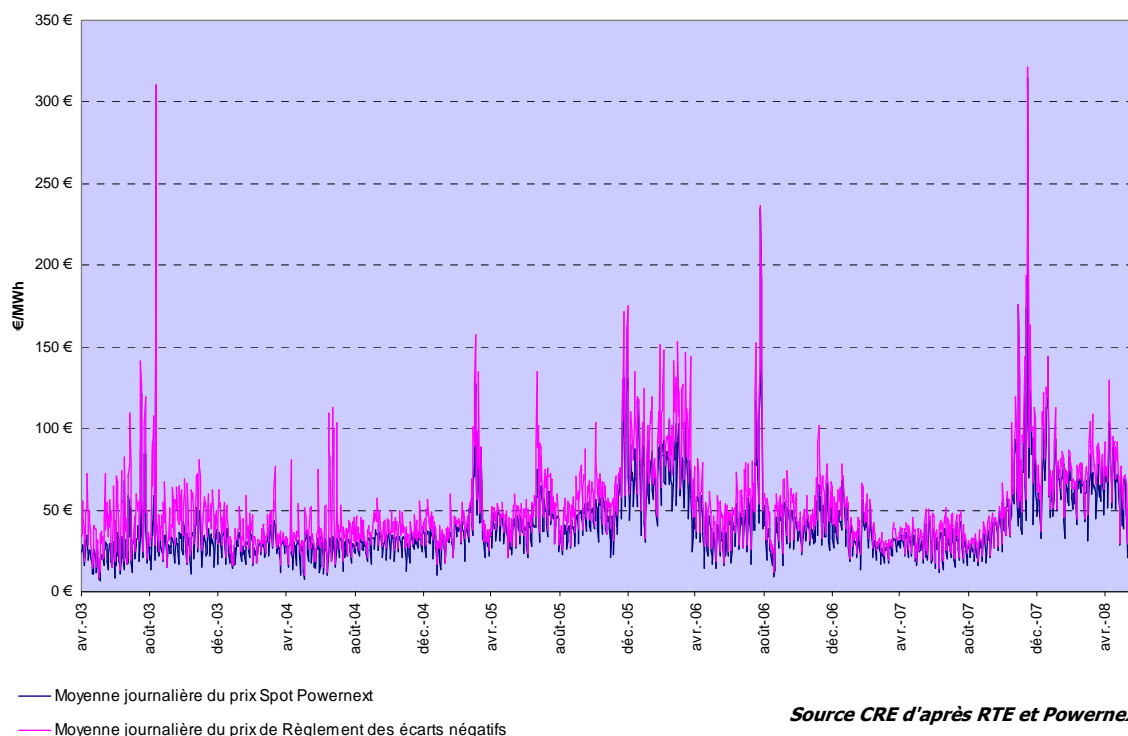
TABLEAU N°2 : LE PRIX DES ECARTS

	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 a été abaissée de 0,15 à 0,05 le 1^{er} juillet 2006 et reste toujours applicable.

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



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

Le marché d'ajustement constitue un marché de dernier recours permettant à RTE d'assurer l'équilibre des flux en temps réel et n'a pas vocation à se substituer au marché infra-journalier ni aux actions d'auto-équilibrage des producteurs. La CRE veille donc à ce que les responsables d'équilibre soient incités à équilibrer leur périmètre (cf. section précédente D - Mécanisme de calcul des écarts et des prix associés) et disposent des marges de manœuvre pour atteindre cet équilibre.

Par ses délibérations, la CRE a imposé une augmentation de la flexibilité offerte aux acteurs de marché, sans toutefois qu'il soit porté atteinte à la sûreté du système électrique.

Le délai maximum nécessaire à un producteur français pour modifier le programme de production de ses centrales était de 7 heures environ en 2003, date de mise en œuvre du mécanisme d'ajustement. Il est désormais de 3 heures, voire de 2 heures en cas d'aléa sur un groupe de production, grâce à la réduction à 1 heure du délai de neutralisation intervenue le 31 mars 2008 à la suite de la délibération de la CRE du 18 juillet 2007.

Le délai de neutralisation à 1 heure devrait être généralisé en 2010. A cette date, la transmission des programmes de marche aux centrales ne sera plus assurée par RTE mais par les producteurs eux-mêmes, en application de la délibération de la CRE du 22 mars 2006. Ce transfert de responsabilité permettra de mettre un terme à une pratique consistant à faire exécuter par RTE l'envoi d'ordres qui relèvent de l'exploitation des centrales de production. Il permettra également d'alléger la charge de RTE lors des re-déclarations des programmes de production et, ainsi, de réduire le délai de neutralisation à 1 heure.

La flexibilité de la programmation des échanges commerciaux aux frontières s'est améliorée sur certaines interconnexions :

- sur la frontière avec la Belgique, un mécanisme d'allocation des capacités infra-journalières par prorata, avec 6 guichets, a été mis en œuvre en mai 2007, puis le nombre de guichets a été porté à 12 en février 2008 ;
- sur la frontière avec l'Allemagne, la coordination entre les gestionnaires de réseaux a été améliorée afin de faciliter l'accès à la capacité d'interconnexion en infra-journalier : les capacités infra-journalières dans le sens de l'export sont désormais allouées par RTE par un mécanisme de prorata, et celles dans le sens de l'import sont allouées par le gestionnaire de réseau allemand RWE par un mécanisme du type « premier arrivé – premier servi ».

Sur les autres frontières, la situation reste caractérisée par de fortes rigidités. Toutefois, un consensus se forme en Europe en faveur de la mise en place d'une plateforme centralisée continue pour la gestion des échanges commerciaux aux frontières en infra-journalier.

Cette plateforme permettra :

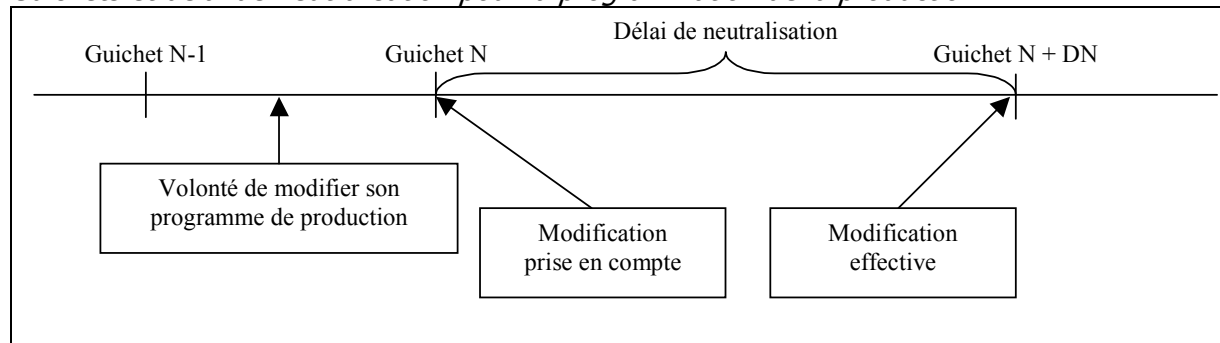
- l'allocation implicite de la capacité d'interconnexion (énergie et capacité d'interconnexion sont acquises simultanément par les acteurs de marché) ;
- la conclusion des transactions à tout moment, jusqu'à un délai proche du temps réel ;
- la rencontre des offres d'achat et de vente en provenance de plusieurs pays, non nécessairement frontaliers.

Encadré n°7 : Evolution des contraintes de programmation de la production

Deux contraintes pèsent sur la programmation de la production :

- des « guichets », intervalles de temps durant lesquels il est possible pour un producteur de soumettre une modification de son programme de production,
- un délai de neutralisation à compter de la fin du guichet pour tenir compte de la réalité des contraintes techniques d'exploitation. La modification du programme de production ne prend effet qu'après ce délai de neutralisation.

Guichets et délai de neutralisation pour la programmation de la production



Evolution du nombre de guichets infra-journaliers et du délai de neutralisation

	Nombre de guichets infra-journaliers	Délai de neutralisation
Avril 2003	6	3h
Juillet 2004	7	3h
Avril 2005	12	2h
Mars 2007	24	2h
Mars 2008	24	2h / 1h en cas d'aléa de production

F. OBLIGATIONS DE TRANSPARENCE

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

RTE publie sur son site Internet les informations suivantes :

- volumes d'ajustement activés à la hausse et à la baisse pour les différents motifs (équilibre global, résolution des congestions, reconstitution des services système et des marges d'exploitation), par demi-heure ;
- prix moyens et prix marginaux des ajustements à la hausse et à la baisse, pour chaque demi-heure ;
- prix des écarts positifs et négatifs, pour chaque demi-heure ;
- niveau des marges d'exploitation aux pointes de consommation, publiées en J-1 pour J ;
- courbe agrégée des offres d'ajustement à la hausse disponibles aux pointes de consommation ;
- bilan mensuel sur l'ajustement, regroupant des statistiques sur les aspects suivants :
 - caractéristiques des offres fréquemment appelées,
 - part des ajustements par technologie,
 - qualité des indicateurs publiés,

- état du compte ajustements/écarts,
- taux de fiabilité des systèmes de notification des programmes, des offres d'ajustement et des échanges de blocs
- bilan par frontière et par jour des volumes d'énergie activés au titre des contrats d'échanges de réserve entre RTE et d'autres GRT;
- avis d'envoi de message d'alerte et de passage en « *mode dégradé* » pour insuffisance d'offres;
- surcoûts d'ajustement associés à la résolution des congestions réseaux répartis par zone géographique.

2.4 Les principes de dissociation comptable

Les directives de 1996 et 1998 et les lois de transposition du 10 février 2000 et du 3 janvier 2003 ont 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 au Conseil 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.

2.5 Indépendance des gestionnaires de réseaux publics⁵

- L'indépendance du gestionnaire de réseau de transport

Le gestionnaire du réseau public de transport est, depuis le 1^{er} septembre 2005, en application de la loi du 9 août 2004, une filiale juridique séparée de l'entreprise verticalement intégrée et fait preuve d'une réelle indépendance en termes d'organisation et de prise de décision.

Au terme de l'audit réalisé en 2007, la CRE relève cependant encore certains dysfonctionnements chez le gestionnaire de réseau de transport et encourage à ce que :

- la communication conduite sur leurs missions et sur leur indépendance vis-à-vis des groupes intégrés soit renforcée. La CRE a spécifiquement demandé à EDF de ne pas mener d'actions de communication sur les sujets relevant des missions de RTE, d'éviter toute

⁵ Un tableau récapitulatif (n° 8) concernant des données chiffrées relatives à la séparation des gestionnaires de réseaux électriques et gaziers figure en page 82.

communication associant les activités concurrentielles et les activités régulées et de mettre en place une procédure permettant de gérer les cas de communication commune ;

- l'indépendance de RTE soit assurée au sein de son conseil de surveillance, notamment en évitant que les représentants de l'actionnaire EDF au sein du conseil d'administration de RTE ne fassent partie des instances décisionnaires d'EDF. La CRE préconise donc que la liste des membres du conseil de surveillance soit publiée sur le site internet de RTE, avec leur fonction éventuelle au sein du groupe.

- L'indépendance des gestionnaires de réseaux de distribution

S'agissant de la séparation juridique des gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) desservant plus de 100.000 clients raccordés, elle devait intervenir au 1^{er} juillet 2007, conformément à la directive de juin 2003. Cependant, la transposition tardive de cette disposition par la loi de décembre 2006, n'a pas permis aux entreprises la mise en place de filiales et la définition précise de leur organisation dans les délais prescrits.

Ainsi, la filiale de distribution d'EDF n'a été créée que le 1^{er} janvier 2008.

Au 1^{er} juillet 2008, la séparation juridique est achevée ou en voie de l'être pour toutes les ELD à l'exception d'Electricité de Strasbourg.

Pour EDF et certaines ELD, cette séparation juridique s'est traduite par la création d'une filiale chargée de l'ensemble des activités de réseaux de distribution.

La CRE s'interroge cependant sur la réelle volonté d'EDF de mettre en place les conditions nécessaires à l'indépendance de sa filiale de distribution. En effet, EDF a imposé à ERDF un nom et une charte graphique qui rappelle trop ceux des entreprises historiques.

S'agissant d'Electricité de Strasbourg, elle prévoit au 1^{er} janvier 2009 la création d'une filiale chargée de la fourniture et le maintien du gestionnaire de réseau au sein de la maison mère. Si ce schéma est conforme à la loi du 9 août 2004, il n'est pas conforme aux directives du 26 juin 2003. Après avoir auditionné l'ensemble des GRD pour s'assurer que les gestionnaires de réseaux étaient bien dotés des moyens matériels, financiers et humains leur permettant d'agir en toute indépendance, la CRE a donc auditionné à nouveau Electricité de Strasbourg pour vérifier que son projet de séparation juridique et son mode de fonctionnement permettaient de garantir réellement l'indépendance du gestionnaire de réseau..

- 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 son 3^e rapport annuel en décembre 2007 sur le respect des codes de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseaux.

Les codes de bonne conduite regroupent les mesures prises pour garantir que toute pratique discriminatoire est exclue. Ils sont en appliqués par le gestionnaire du réseau public de transport, RTE, ainsi que par tous les gestionnaires de réseaux de distribution qui approvisionnent plus de 100 000 clients raccordés. Les codes ont été diffusés à l'ensemble du personnel des gestionnaires de réseaux et publiés sur les sites Internet des gestionnaires de réseaux. Ils traitent de la non-discrimination et de la transparence, ainsi que de la protection des informations commercialement sensibles (ICS). La CRE contrôle l'application effective de ces codes, ainsi que la réalisation d'audits par les gestionnaires.

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.

Certains dysfonctionnements ont néanmoins pu être notés, notamment au cours d'enquêtes « client mystères » initiées par la CRE :

- les informations données au client par un gestionnaire de réseau incitent parfois à l'orienter vers les fournisseurs historiques et à le dissuader d'opter pour des fournisseurs alternatifs ;
- les coordonnées des centres d'accueil des gestionnaires de réseaux peuvent s'avérer difficiles à trouver.

Une nouvelle enquête de ce type a été lancée début 2008 pour apprécier les progrès réalisés.

L'audit des pratiques de bonne conduite réalisé en 2007 a conduit la CRE à formuler des demandes portant notamment sur :

- la construction d'indicateurs pertinents du respect de la non- discrimination afin de rendre compte des progrès effectués. A cet effet, la CRE va mettre en place un groupe de travail chargé de définir les critères constitutifs de ces indicateurs ;
- Le renforcement des efforts de formation et d'information du personnel et notamment des agents en contact avec les utilisateurs de réseaux.

*
* *

III. Le fonctionnement du marché français de l'électricité

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

Afin de mettre à la disposition du public des données de référence sur l'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz, la CRE a mis en place un Observatoire trimestriel des marchés constitué d'indicateurs quantitatifs. Disponible sur le site Internet de la CRE (www.cre.fr) en version française et anglaise, il comporte une description des marchés de gros et de détail en France métropolitaine.

1 Le marché de gros

1.1 Production - consommation

Selon RTE, la consommation intérieure, incluant les pertes sur les réseaux de distribution et de transport, s'est élevée en 2007 à 480,3 TWh, supérieure à la consommation de 2006 de 0,4 %. La consommation maximale a été en 2006 de 89 000 MW. Ce record atteint le 17 décembre 2007 est également le record historique à ce jour.

Toujours selon RTE, la puissance installée en France s'élève à 115 900 MW en 2007, contre 115 500 MW en 2006.

Avec 83 % de la puissance installée (88% de la production), seul EDF producteur atteint le seuil de 5 % de la capacité de production installée disponible. Les deux autres producteurs significatifs sont :

- Electrabel-Suez qui, à travers la CNR, la SHEM et ses participations dans le parc nucléaire, exploite 4% de la puissance installée (pour 3% de la production);
- La SNET (groupe ENDESA), 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 7000 (supérieur à 7900 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	2	EDF, Total
Semi-Base	3	EDF, SNET, Gaz De France
Pointe	2	EDF, SNET
Hydraulique	3	EDF, CNR, SHEM
Petite production décentralisée	Plusieurs milliers	Petits producteurs indépendants, entreprises locales de distribution, industriels (auto production)

1.2 Les marchés organisés

Parmi les volumes d'électricité commercialisés en 2007 sur Powernext :

- les volumes traités en *day-ahead* (produits horaires ou blocs cotés la veille pour le lendemain) ont progressé de 49 % en un an, passant de 29,6 TWh en 2006 à 44,2 TWh en 2007 ;
- les volumes traités en *futures* ont diminué jusqu'en septembre 2007, date à partir de laquelle l'activité a fortement augmenté. Néanmoins, sur l'ensemble de l'année 2007, l'activité a légèrement baissé d'une façon générale par rapport à l'année précédente : 79,4 TWh ont été négociés sur Powernext Futures en 2007 contre 83,1 TWh en 2006.

L'activité de la bourse allemande EEX (lancée en août 2005 et permettant d'échanger des produits à terme pour une livraison en France) est nulle depuis août 2006.

En juillet 2007, Powernext a lancé un service de négociation de contrats day ahead en cotation continue (*day-ahead continuous*), ainsi qu'un service de négociation de contrats intrajournaliers (*day-ahead intraday*), également en cotation continue. L'activité sur la plateforme intrajournalière a connu une progression forte jusqu'à la fin de l'année 2007.

- les volumes traités en *day-ahead continuous* s'élevaient à 0,027 TWh pour 64 transactions du 11 juillet 2007 au 19 décembre 2007, date de la dernière transaction ;
- les volumes traités en *day-ahead intraday* s'établissaient à 0,23 TWh pour 10 486 transactions du 11 juillet 2007 au 31 décembre 2007.

1.3 Le marché OTC

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

En 2007, les livraisons résultant de transactions bilatérales sont restées relativement stables. Elles ont atteint un volume total de 262 TWh, en légère hausse de 2,2 % par rapport à 2006 (256 TWh).

1.4 Intégration du marché français avec les marchés frontaliers

Un couplage de marché existe entre la France, la Belgique et les Pays Bas. Sa mise en place a entraîné une forte convergence des prix des trois marchés organisés. En particulier, les prix Powernext et Belpex 90% de l'année. Les prix des trois marchés organisés ont été égaux pendant 63% de l'année, alors que les prix APX et Powernext avaient été alignés, en 2006, pendant 10% du temps seulement.

TABLEAU N°4 : CONVERGENCE DES PRIX HORAIRES POWERNEXT, BELPEX ET APX EN 2007⁶

	Proportion des heures de l'année 2007	Rappel 2006 : convergence APX - Powernext ⁷
Egalité des trois prix	63%	10%
Egalité des prix Powernext et Belpex uniquement	27%	
Egalité des prix APX et Belpex uniquement	9%	
Aucune égalité des prix	1%	

Sources : Powernext, Belpex, APX – Analyse : CRE

Les autres frontières sont caractérisées par l'absence de couplage de marché. Le calcul de la « perte social » lié à l'absence de couplage de marchés, sur les frontières allemande, anglaise, espagnole, italienne ou suisse peut être considéré comme un estimateur de « mauvaise » intégration des marchés organisés.

Cette « perte sociale » est estimée de la manière suivante : pour chaque heure, elle est le produit de la partie positive du différentiel de prix entre les bourses et de la capacité journalière non utilisée ou utilisée à contresens. Cette estimation est à considérer avec précaution. Néanmoins, elle permet d'avoir au moins un ordre de grandeur de cette perte sociale sur chaque frontière.

TABLEAU N°5 : PERTE SOCIALE LIEE A L'ABSENCE DE COUPLAGE DES MARCHES EN 2007

		Estimation de la perte sociale (M€)	Total (M€)
Allemagne	Export	45	110
	Import	65	
Angleterre	Export	22	57
	Import	34	
Espagne	Export	3	21
	Import	18	
Italie	Export	18	47
	Import	29	
Suisse	Export	32	97
	Import	65	
Total :		332	

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

⁶ En dehors des deux jours pendant lesquels les trois bourses étaient découplées (les trois prix n'ont alors jamais été alignés).

⁷ Proportion des heures pendant lesquelles le différentiel de prix entre APX et Powernext était inférieur à 1 €/MWh, du 1^{er} janvier 2006 au 21 novembre 2006 (démarrage du couplage des marchés). Aucune comparaison de ce type ne peut être effectuée sur la Belgique puisque la bourse Belpex a été créée lors du démarrage du couplage.

2 Le marché de détail

2.1 Les consommateurs

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

- à partir de juin 2000, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 16 GWh.
- à partir de février 2003, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 7 GWh.
- à partir de juillet 2004, éligibilité de toutes les entreprises et collectivités locales.
- A partir de juillet 2007, éligibilité de tous les consommateurs, y compris les clients résidentiels

Depuis le 1er juillet 2007, tous les consommateurs, y compris les clients résidentiels peuvent librement choisir leur fournisseur d'électricité. Aujourd'hui, 34 millions de sites environ sont éligibles, ce qui représente environ 435 TWh de consommation annuelle d'électricité.

La consommation annuelle des consommateurs finals se répartit de la manière suivante :

	Consommation 2007 en TWh
Sites résidentiels	138
Sites non résidentiels	290

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.

Les clients peuvent disposer de trois 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).
- 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 introduit un nouveau choix pour le client. Les clients ayant souscrit une offre de marché pouvaient demander à leur fournisseur de souscrire une offre au tarif réglementé transitoire d'ajustement de marché (TaRTAM), pendant une durée maximale de deux ans. Cette demande pouvait être formulée jusqu'au 1er juillet 2007. Le TaRTAM est égal au tarif réglementé de vente hors taxes applicable à un site de consommation présentant les mêmes caractéristiques, majoré de 23 % pour les grands sites, 20 % pour les sites moyens et 10 % pour les petits sites⁸.

⁸ Les segments sur lesquels s'appliquent ces coefficients de majoration sont indicatifs.

Encadré n°8 : Segmentation de la clientèle éligible

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

Grands sites non résidentiels: sites raccordés en haute tension dont la puissance souscrite est supérieure ou égale à 250 kW. Ces sites sont des grands sites industriels, des hôpitaux, des hypermarchés, de grands immeubles (consommation annuelle supérieure à 1 GWh en général). Ce segment représente 0,1 % des sites en nombre mais 42 % de la consommation d'électricité totale.

Sites moyens non résidentiels: sites raccordés en haute tension dont la puissance souscrite est inférieure à 250 kW et sites en basse tension dont la puissance souscrite est supérieure ou égale à 36 kVA. Ces sites correspondent à des locaux de PME par exemple (consommation annuelle comprise en général entre 0,15 GWh et 1 GWh). Ce segment représente 1 % des sites et 15% de la consommation totale.

Petits sites non résidentiels: sites raccordés en basse tension dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA. Ces sites correspondent au marché de masse des professionnels (les professions libérales, les artisans, *etc.*). Leur consommation annuelle est en général inférieure à 0,15 GWh. Ce segment représente 13 % des sites en nombre et 10 % de la consommation totale.

Sites résidentiels : sites résidentiels dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA. Leur consommation annuelle est en général inférieure à 10 MWh. Ce segment représente 86 % des sites en nombre et seulement 33 % de la consommation totale.

2.2 Les parts de marché

Au 31 décembre 2007, la part de marché des fournisseurs alternatifs, rapportée au nombre total de sites, est de 1,3 % (soit environ 8 % du volume total de consommation). Ce chiffre masque une réalité disparate sur les différents segments. Ainsi la pénétration des fournisseurs alternatifs est limitée sur le segment des sites moyens non résidentiels:

TABLEAU N°6 : PARTS DE MARCHÉ DES FOURNISSEURS ALTERNATIFS (EN NOMBRE DE SITES AU 31 DECEMBRE 2007)

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

A. ANALYSE EN TERME DE NOMBRE DE SITES

Un seul fournisseur (EDF) détient une part de marché supérieure à 5 % du marché. Cette remarque est également valable pour les 4 sous-segments du marché décrits ci-dessus.

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

- 98 % (tous segments)
- 95 % (segment des grands sites non résidentiels) ;
- 98 % (segment des sites moyen non résidentiels) ;
- 95 % (segment des petits sites non résidentiels) ;
- 99 % (segment des sites résidentiels).

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

- 0,002 % (tous segments)
- 2 % (segment des grands sites non résidentiels) ;
- 0 % (segment des sites moyen non résidentiels) ;
- 0 % (segment des petits sites non résidentiels) ;
- 0 % (segment des sites résidentiels).

B. ANALYSE EN TERME DE VOLUME DE CONSOMMATION

Un seul fournisseur (EDF) détient une part de marché supérieure à 5 % du marché. La part de marché des 3 fournisseurs les plus significatifs est environ de 94 %. La part de marché des fournisseurs étrangers est de 2 %.

C. ATTRACTIVITE DES OFFRES DE MARCHÉ

Les offres de marché des fournisseurs alternatifs sont différentes selon le segment de clientèle. Pour les grands et 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, 2 types d'offres existent :

- des offres, les plus nombreuses, dont le prix est défini par rapport au tarif réglementé de vente. Le plus souvent, le prix de l'abonnement est équivalent à celui du tarif réglementé de vente, et le prix de l'énergie est moins cher ;
- des offres dont le prix n'est pas défini par rapport au tarif réglementé de vente. Ces offres sont construites par addition des tarifs d'accès au réseau et des prix de marché de gros. Elles sont fréquemment plus chères que le tarif réglementé de vente.

En principe, la CRE n'a pas connaissance des contrats signés entre les clients grands sites et leurs fournisseurs. En revanche, la loi n°2000-108 du 10 février 2000 oblige les fournisseurs de clients dont la puissance souscrite est inférieure ou égale à 36kVA à publier la description précise de leurs offres commerciales ainsi que leurs barèmes de prix.

Les fournisseurs alternatifs de petits clients non résidentiels et résidentiels proposent parfois des offres innovantes qui peuvent comporter les caractéristiques suivantes :

- prix fixe pendant une durée de un à deux ans
- offres sans abonnement
- offres sous la forme de forfait
- électricité certifiée d'origine renouvelable ou « verte »
- diminution du prix unitaire de l'énergie en cas de diminution de la consommation
- ampoules à économie d'énergie et autres cadeaux offerts lors de la souscription
- reversement de dons à des associations en faveur de l'environnement

2.3 Les fournisseurs

Au 31 décembre 2007, 18 fournisseurs alternatifs possèdent au moins un client en portefeuille. 6 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 ERDF.

A. FOURNISSEURS HISTORIQUES AYANT EGALEMENT UNE ACTIVITE PRODUCTION

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

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

B. FOURNISSEURS ALTERNATIFS AYANT EGALEMENT UNE ACTIVITE DE PRODUCTION

Au 31 décembre 2007, 3 fournisseurs alternatifs actifs depuis l'ouverture des marchés, sont dotés de capacités de production en France: le groupe Endesa, le groupe Suez, et Gaz de France.

Au total, en France, 60 fournisseurs environ disposent de capacités de production.

C. FOURNISSEURS AYANT UNE ACTIVITE DE GESTIONNAIRE DE RESEAU

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

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

Parallèlement, des fournisseurs ne possédant pas d'activité de transport ou de distribution d'électricité sont entrés sur le marché, depuis l'ouverture des marchés. Au 31 décembre 2007, on en dénombrait une vingtaine actifs en France.

2.4 Le changement de fournisseur

Des procédures standard ont été établies afin d'organiser le changement de fournisseur. Ces procédures ne sont pas définies par la loi. Elles sont le fruit d'une concertation engagée par les différents acteurs du secteur (clients finaux, fournisseurs, distributeurs, transporteur, Administration). L'objectif qui avait été fixé par la CRE était que le changement de fournisseur soit simple, rapide, et gratuit. 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.

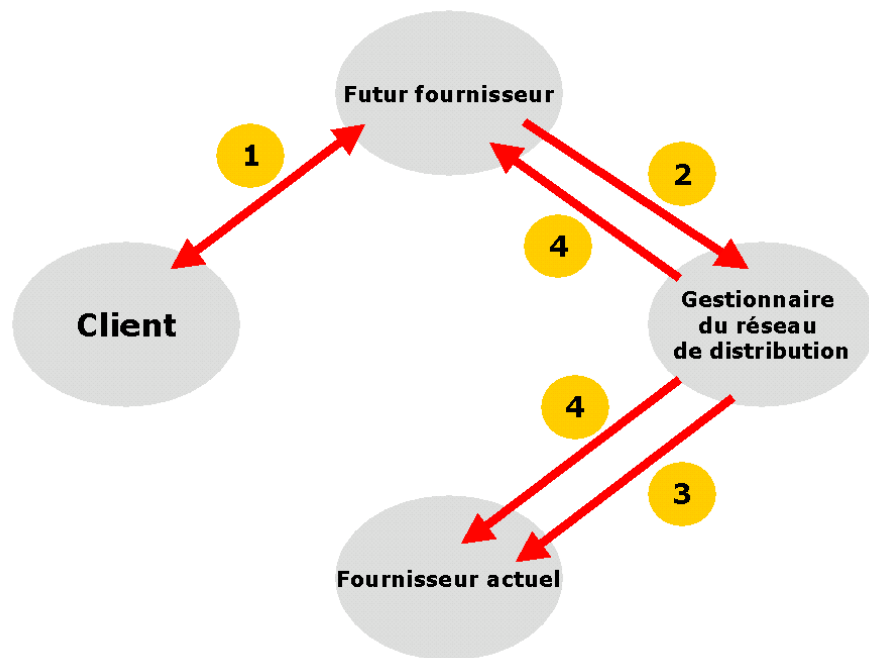
A. LES DIFFERENTES ETAPES DE LA PROCEDURE

Dans le cadre d'un contrat unique, qui couvre à la fois les conditions de la fourniture de l'électricité et celles de son acheminement par le gestionnaire du réseau public de distribution⁹, le changement de fournisseur se déroule de la façon suivante :

- le client conclut un contrat avec son futur fournisseur et signe notamment une «*attestation de changement de fournisseur*» (intégrée à son contrat) ;
- 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 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.

⁹ Ce type de contrat représente la très grande majorité des contrats signés (environ 828 500 au 31 décembre 2007).

FIGURE N°3 : PROCEDURE DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR



B. LES MOTIFS DE REFUS

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

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

C. LES MODALITES DE RESILIATION ET LES DELAIS

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

Le changement de fournisseur, sans modification de la puissance souscrite ni de la structure de comptage, doit avoir lieu dans les délais suivants, laissés au choix du fournisseur et du client :

- le 1^{er} du mois suivant la demande si elle a été formulée avant le 10 du mois ;
- le 1^{er} du 2^{ème} mois suivant la demande si elle a été formulée après le 10 du mois.

A partir de juillet 2008, le changement de fournisseur à « date choisie » par le fournisseur et le client, avec un délai incompressible de 21 jours, sera possible.

D. COÛTS LIÉS AU CHANGEMENT DE FOURNISSEUR

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

L'article 83 prévoit que, lorsqu'un client éligible fait jouer son éligibilité pour un site et change de fournisseur, « *ses contrats en cours au tarif réglementé concernant la fourniture d'électricité de ce site sont résiliés de plein droit. Cette résiliation ne peut donner lieu à quelque indemnité que ce soit* ».

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

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

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

Certains gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) facturent le changement de fournisseur au fournisseur demandeur, même lorsqu'il s'agit de clients résidentiels.

E. ANALYSE DES TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR

Les taux de switch ci-dessous ne comprennent 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 changent de fournisseur vers ce fournisseur historique. Toutefois, cette restriction est sans impact notable sur la valeur du taux de switch calculé.

En effet, le taux de switch back est négligeable en 2007 compte tenu de la faible activité de renégociation de contrat des fournisseurs historiques observée cette année. En revanche, le niveau cumulé des switch back et des renégociations de contrats pour les années antérieures ne permet pas de déterminer si le taux de switch back, pris isolément, était important ou non.

C'est la raison pour laquelle aucune valeur de taux de switch n'a pu être calculée.

TABLEAU N°7 : TAUX DE SWITCH DES FOURNISSEURS ALTERNATIFS

Segment	2007
Grands sites non résidentiels	1,2%
Sites moyen non résidentiels	0,03%
Petits sites non résidentiels	2,2%
Sites résidentiels*	0,1%

*Taux calculé sur le dernier semestre 2007 uniquement.

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

- méconnaissance de l'ouverture du marché
- campagnes des associations de consommateurs en faveur des tarifs réglementés
- frein psychologique lié à l'irréversibilité jusqu'en janvier 2008
- conditions d'exercice de la réversibilité complexes depuis janvier 2008
- faible différence de prix entre les tarifs réglementés et les offres de marché

Pour les autres clients moyens et grands sites non résidentiels, 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.

2.5 Les prix de détail

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

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

Le tableau suivant présente la décomposition de la facture des clients aux tarifs réglementés de vente d'électricité au 31 décembre 2007

	Dc ¹⁰	Ib ³	Ig ³
Part réseau de la facture (€/MWh)	41,9	40,2	12,6
Part fourniture de la facture (€/MWh)	48,6	42,8	33,7
CTA (€/MWh)	2,6	3,8	0,7
CSPE(*) (€/MWh)	4,5	4,5	4,5
taxes locales (**) (€/MWh)	8,2	2,9	0,0
TVA (***) (€/MWh)	17,5	18,5	10,1
Facture TTC (€/MWh)	123,3	112,6	61,6

(*) 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.

¹⁰ Classification Eurostat, cf. définitions p.16.

(**) 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 appliqué aux autres taxes.

Remarques sur les hypothèses de calcul :

- la part réseau de la facture est calculée par application du tarif d'utilisation des réseaux aux caractéristiques des clients Eurostat (consommation annuelle c , consommation en heures creuses pour les résidentiels, puissance souscrite ps et durée d'utilisation $c/(ps*8760)$;
- la part fourniture de la facture est obtenue par différence entre la facture totale hors taxes, telle que publiée par Eurostat en juillet 2006, augmentée de la hausse du 15 août 2006 et de la hausse du 16 août 2007, et la facture réseau + la CTA (contribution tarifaire d'acheminement).

A. 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 basée 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, aussi appelé effet ciseau, est à l'origine de la saisine du Conseil de la concurrence par la société Direct Énergie à l'encontre d'EDF (voir III.1.2 Abus de position dominante).

On trouvera la procédure détaillée de fixation et d'évolution des tarifs au chapitre VII Service public, 2.1 Electricité (p.117).

2.6 Les questions et les réclamations des consommateurs

A l'occasion de l'ouverture complète des marchés le 1^{er} juillet 2007, la CRE a mis en place – en coordination avec les pouvoirs publics (Ministère de l'Economie et Ministère de l'Ecologie) et le Médiateur national de l'énergie – le Service « Energie Info », dispositif d'information des consommateurs particuliers et professionnels accessible via un site internet (www.energie-info.fr), un centre d'appels (tél. 0810 112 212) et une adresse postale (Service information consommateurs de la CRE). Ce dispositif permet aux consommateurs de poser une question ou d'émettre une réclamation soit oralement, soit 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.

Au deuxième semestre 2007, le Service Energie Info a renseigné 200.000 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 165.000 visiteurs.

A. QUESTIONS

Les questions reçues par le service Energie Info concernent les thèmes suivants : la procédure de mise en service de l'énergie, le choix d'un fournisseur, les différents types de contrats existant (tarif réglementé et offres de marché) et la possibilité de revenir ou pas 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 d'électricité et de gaz naturel.

B. RECLAMATIONS

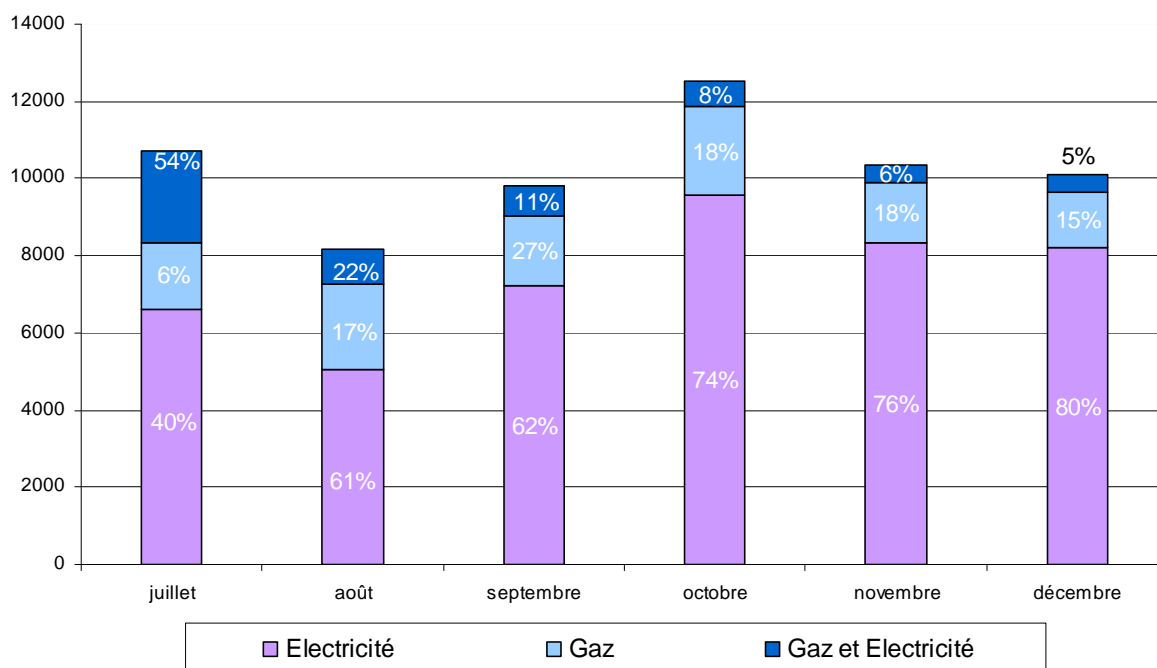
Le service Energie Info a une vision partielle des réclamations exprimées par les consommateurs sur les marchés de l'électricité et du gaz naturel.

Les réclamations concernent 1,3 % des demandes de consommateurs reçues par le service Energie Info. Au 2^e semestre 2007, ce service a traité environ 2.700 réclamations.

- **Litiges entre un consommateur et un fournisseur.** La loi n'a pas confié à la CRE de compétence dans ce domaine. Lorsqu'elle répond à une telle réclamation, la CRE informe le consommateur sur ses démarches et sur ses droits, et peut l'orienter vers le médiateur national de l'énergie (instance de résolution amiable des litiges entre fournisseurs et consommateurs) ou bien la Direction de la concurrence, de la consommation et de la répression des fraudes du Ministère de l'économie (qui peut 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 traite les réclamations arrivées courant 2007.
- **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° 4 : ENERGIE CONCERNEE PAR LES QUESTIONS & RECLAMATIONS DE CONSOMMATEURS (ELECTRICITE / GAZ / ELECTRICITE & GAZ)

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



3 Mesures visant à éviter les abus de position dominante

3.1 Marché de gros

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

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 2007, les VPP ont représenté 67 % des approvisionnements nécessaires aux opérateurs alternatifs pour couvrir la consommation de leurs clients éligibles et leurs engagements relatifs à la fourniture de pertes à RTE et au gestionnaire de réseau de distribution EDF.

B. LA TRANSPARENCE DE LA PRODUCTION

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

¹¹ Décision du 7 février 2001.

Cette condition est particulièrement importante en France où EDF détient 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. La fréquence de mise à jour de ces données a été améliorée en février 2007. 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.

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 20 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.

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 une mission de surveillance des marchés. Il prévoit 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 le Conseil 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 INVESTIGATIONS SUR LES PICS DE PRIX D'OCTOBRE ET NOVEMBRE 2007

Au cours des mois d'octobre et de novembre 2007, des prix historiquement élevés ont été constatés sur la plateforme de négociation Powernext Day-ahead Auction. Alors que, au cours des 9 premiers mois de l'année, les prix pour livraison entre 18h et 20h étaient en moyenne de 36 €/MWh et s'étaient élevés au maximum à 118 €/MWh, ils ont atteint :

- 1 236 €/MWh pour livraison le lundi 29 octobre 2007 entre 18h et 19h ;
- 2 500 €/MWh pour livraison le lundi 12 novembre 2007 entre 20h et 21h ;
- 1 762 €/MWh pour livraison le jeudi 15 novembre 2007 entre 18h et 19h.

La CRE a mené une investigation sur ces pics de prix, qui s'est achevée, le 17 avril 2008, par la publication d'une communication de la CRE et d'un rapport détaillé.

A l'issue de cette investigation, la CRE a observé que, pendant la période étudiée, la situation de l'équilibre offre-demande était propice à l'apparition de prix élevés. Les pics de prix ont résulté des anticipations des acteurs de marché sur l'état de tension du système français. Ils ont été causés par des mouvements concomitants de réduction de l'offre et/ou d'augmentation de la demande sur Powernext Day-ahead Auction. La CRE n'a pas identifié de comportement individuel répréhensible, dont l'objet aurait été d'occasionner ces pics de prix.

Toutefois, la CRE a relevé que plusieurs facteurs avaient favorisé l'apparition de ces pics de prix :

Facteur n°1 : le groupe EDF, à travers les interventions d'EDF Trading, n'a pas offert sur Powernext Day-ahead Auction l'ensemble de ses capacités de production disponibles, en particulier hydrauliques, le 12 novembre 2007 entre 20h et 21h.

L'analyse menée par la CRE montre que cette situation trouve son origine dans les processus de décision journaliers du groupe EDF.

Facteur n°2 : les modes opératoires de certains membres de Powernext Day-ahead Auction réduisent leur réactivité, notamment pendant le week-end. La faible mobilisation, le week-end, des équipes de trading peut influencer les prix de marché pour le lundi suivant en favorisant, du fait de l'absence d'adaptation à l'évolution de la situation du marché, la prise de décisions erronées.

Facteur n°3 : les données prévisionnelles de production publiées par l'Union Française de l'Electricité (UFE) ne permettent pas aux acteurs d'anticiper de manière correcte le risque associé aux indisponibilités fortuites. En effet, en application des règles adoptées par l'UFE, les disponibilités prévisionnelles publiées pour le parc thermique ne prennent en compte que les arrêts de centrales dont l'occurrence est certaine. Ce principe renforce l'objectivité des données publiées, mais conduit à surestimer systématiquement la disponibilité publiée par rapport à sa valeur réalisée.

En outre, le processus de publication de l'UFE n'est pas suffisamment fiable. Enfin, les données publiées ne sont pas accompagnées d'historiques suffisants.

Facteur n°4 : les modalités de mise en œuvre des procédures lancées par Powernext pour susciter la formulation d'offres supplémentaires appelées Request for Quote (RFQ) sont perfectibles. L'analyse de la procédure opérée par Powernext le 11 novembre 2007 montre que sa mise en œuvre était inadaptée à la situation du marché. La procédure a été peu formalisée, et le nombre d'acteurs de marché consultés insuffisant. Par ailleurs, le test préalable effectué par Powernext pour décider du lancement d'un RFQ, est perfectible. Enfin, cette procédure n'a pas été organisée de manière conjointe avec les autres bourses participant au *market coupling*, alors que des capacités d'importation de Belgique étaient disponibles.

Facteur n°5 : les mécanismes d'allocation des capacités d'interconnexion actuellement en vigueur ne permettent pas une gestion efficace de l'interconnexion. Lors des trois pics de prix sur le marché français, alors que les prix des marchés organisés voisins étaient tous, à l'exception de la Belgique, très inférieurs à ceux de Powernext, un volume important de capacité d'import est resté non utilisé aux frontières. La mise en place de méthodes d'allocation efficaces, et notamment d'un couplage de marchés sur l'ensemble des interconnexions françaises, aurait contribué à la baisse des prix sur le marché français.

A l'issue de cette investigation, la CRE a demandé :

- aux principaux acteurs du marché de gros de l'électricité, et notamment à EDF, d'améliorer leurs processus internes d'intervention sur les marchés, afin que leurs actions reflètent au mieux la situation de leur portefeuille ;
- à l'UFE et à ses membres producteurs d'électricité, de fiabiliser les données prévisionnelles de production publiées sur le site de RTE et, en liaison avec la CRE, de compléter ces publications pour permettre aux acteurs d'anticiper de manière correcte la situation du marché français ;
- à Powernext, d'améliorer la procédure mise en œuvre lorsque le prix de Powernext Day-ahead Auction ne semble pas représentatif de la situation de marché, notamment en se coordonnant avec les bourses belge et néerlandaise ;
- à RTE, d'accélérer la mise en place de méthodes efficaces pour allouer les capacités de transport aux interconnexions.

Cette investigation montre que la surveillance permet d'identifier des pistes concrètes d'amélioration du fonctionnement des marchés.

3.2 Marché de détail

A. 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 professionnels¹², une liste d'informations précontractuelles et contractuelles a été définie par le législateur¹³. 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 aussi libre. Elle peut être longue si le client le souhaite et si le fournisseur fait une offre qui l'intéresse. 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.

¹² Souscrivant une puissance électrique égale ou inférieure à 36 kilovoltampères

¹³ Article 43 de la loi du 7 décembre 2006

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 professionnels¹⁴.

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

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

Pour les clients 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) en vertu de la communication de la CRE du 12 février 2002 ;

- ligne relative à la taxe sur la valeur ajoutée (TVA) en vertu du décret n° 2003-632 du 7 juillet 2003 ;

- ligne relative aux taxes locales (départementales et communales) en vertu du décret n° 2004-1210 du 15 novembre 2004 ;

- information sur l'origine de l'électricité fournie en application du décret n° 2004-388 du 30 avril 2004 (article 5) ;

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

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.

¹⁴ 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 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 prévu la création d'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.

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.

B. ACTIONS POUR ABUS DE POSITION DOMINANTE

a. L'AFFAIRE KALIBRAXE

Le 22 janvier 2007, la société KalibraXE a saisi le Conseil de la concurrence à l'encontre d'EDF pour abus de position dominante et notamment l'existence de clauses d'exclusivité dans les contrats d'EDF

L'activité de KalibraXE consiste en la fourniture complémentaire d'électricité à des sites déjà alimentés par un fournisseur principal. Ses clients sont des grands sites (puissance souscrite \geq à 250 kW), qui ont souscrit un contrat de fourniture en offre de marché séparé de l'accès au réseau (CART ou CARD, par exemple des sites industriels, des hôpitaux, des hypermarchés, ou des grands immeubles). Son offre consiste en la vente de « blocs d'électricité » à ses clients, en exploitant les opportunités des marchés de gros. L'offre de KalibraXE permet au client d'arbitrer quotidiennement entre l'utilisation de son contrat principal à prix fixe et le prix de court-terme du marché de gros.

KalibraXE dénonce l'existence, dans certains contrats d'EDF, de clauses d'exclusivité - ou de clauses aboutissant à une exclusivité de fait - en contrepartie d'un engagement de prix fixe sur la durée du contrat, généralement d'une durée de 2 ou 3 ans, qui auraient selon elle pour conséquence d'empêcher l'entrée sur le marché de nouveaux fournisseurs proposant des offres de complément.

Le Conseil de la concurrence a souligné que l'appréciation d'un éventuel effet anticoncurrentiel de clauses d'exclusivité devait tenir compte de la possibilité laissée au client d'une résiliation avant terme du contrat et des conditions posées à celle-ci. La remise en jeu la plus fréquente possible des positions commerciales acquises est en effet un facteur propice au développement de la concurrence, surtout s'il s'agit d'une activité ouverte récemment à la concurrence et dominée par une entreprise ayant un très important pouvoir de marché.

Pour remédier à l'atteinte grave et immédiate portée à l'économie du secteur, le Conseil de la concurrence a enjoint EDF dans sa décision n° 07-MC-01 du 25 avril 2007, de définir dans ses conditions générales de vente, les règles applicables en cas de résiliation anticipée pour convenance, au moins pour les contrats de fourniture d'électricité aux clients ayant exercé leur éligibilité.

Cette décision ne répond pas aux demandes de KalibraXE qui a fait appel auprès de la Cour d'appel de Paris. Cet appel a été rejeté. La décision au fond n'est pas encore prononcée.

b. L'AFFAIRE DIRECT ENERGIE

Le 22 février 2007, la société Direct Énergie a saisi le Conseil de la concurrence à l'encontre d'EDF pour abus de position dominante et l'existence d'un effet de ciseau tarifaire entre les prix de gros et de détail

Direct Énergie, qui ne dispose pas de capacités de production, a signé en 2005 un contrat d'approvisionnement en gros avec EDF pour fournir ses clients. Le prix de ce contrat ne lui permettait pas de proposer aux petits professionnels des offres qui soient compétitives avec celles d'EDF, alignées sur les tarifs réglementés.

Direct Énergie a donc dénoncé l'existence d'un ciseau tarifaire, caractérisé par le fait de ne pas pouvoir concurrencer, sans vendre à perte, les offres de détail d'EDF en s'approvisionnant en gros auprès d'EDF.

Après avoir recueilli l'avis de la CRE, le Conseil de la concurrence a considéré qu'EDF était «susceptible d'avoir mis en oeuvre une pratique constitutive d'un abus de la position dominante qu'il occupe sur les marchés de la production et de la vente d'électricité en gros » et qu'il fallait remédier rapidement à l'atteinte grave et immédiate portée à la fois à la société Direct Énergie et au secteur.

Pour cela le Conseil de la concurrence a enjoint à EDF de proposer une offre «de fourniture d'électricité en gros ou toute autre solution techniquement et économiquement équivalente permettant aux fournisseurs alternatifs de concurrencer effectivement, sans subir de ciseau tarifaire, les offres de détail faites par EDF aux consommateurs d'électricité sur le marché libre ».

Dans la même décision, le Conseil de la concurrence a imposé à EDF des mesures conservatoires.

EDF a répondu à l'injonction du Conseil de la concurrence par une proposition d'engagements publiée le 19 juillet par le Conseil, et qui a été soumise à un test de marché auquel ont participé 21 entreprises et organisations. Par sa décision n° 07-D-43 du 10 décembre 2007, le Conseil de la concurrence a accepté la proposition d'EDF, avec quelques aménagements, et a clos la procédure.

Les principales caractéristiques de l'engagement de fourniture d'EDF du 10 décembre 2007 sont :

- une offre destinée exclusivement au marché de masse (tension de raccordement inférieure à 36 kVA) et limitée à 10 TWh annuel ;
- un contrat de long terme, structuré en deux périodes de cinq et dix ans ;
- un prix de l'énergie en première période qui part de 36,8 €/MWh en 2008 et qui croît chaque année jusqu'à atteindre 47,2 €/MWh en 2012 ;
- un prix de l'énergie en deuxième période au moins égal au coût de développement de l'EPR Flamanville 3 (46 €/MWh) et indexé sur les coûts de la filière nucléaire ;
- des quantités attribuées au mieux disant par un système d'enchère sur un prix qui s'ajoute au prix payé pendant la première période ;
- une clause de prix complémentaire destinée à éviter les effets d'aubaine ;
- un produit qui n'est pas un ruban de base, et dont les livraisons sont saisonnalisées en fonction de la disponibilité des centrales nucléaires d'EDF.

EDF s'est par ailleurs engagée à mettre en oeuvre une politique commerciale concernant son portefeuille de clients en offre de marché – 400 000 sites environ – de nature à résorber intégralement l'effet de ciseau tarifaire.

EDF a procédé aux premières enchères prévues le 12 mars 2008. Cinq fournisseurs se sont partagé les 500 MW proposés, pour un surcoût de l'ordre de 2,50 €/MWh par rapport aux prix fixés sur la première période.

Direct Énergie a fait appel de la décision n° 07-D-43 devant la cour d'appel de Paris, qui ne s'est pas encore prononcée

IV . La régulation du marché du gaz naturel

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

Conformément à la directive 2003/55/CE, depuis le 1^{er} juillet 2007, le marché du gaz est ouvert à la concurrence pour l'ensemble des consommateurs. Le marché ouvert du gaz compte 11 millions de consommateurs. Il s'agit du quatrième 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 Le développement des initiatives régionales dans le gaz

Le développement des échanges transfrontaliers est un facteur déterminant de la création d'un marché 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 régionaux, 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 les interconnexions, l'interopérabilité, la transparence et les investissements. La CRE accorde une importance particulière à la coopération avec ses homologues européens et 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 initiatives régionales.

Il existe aujourd'hui trois initiatives régionales gaz :

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

Comme le montrent les encadrés 9 et 10, les initiatives régionales auxquelles la CRE a participé au cours de l'année 2007 ne progressent pas au même rythme.

Encadré n°9 : État d'avancement des travaux de la Région Nord-Ouest (Allemagne, Belgique, Danemark, France, Grande-Bretagne, Irlande, Pays-Bas et Suède)

Au sein de l'initiative régionale Nord-Ouest, la CRE co-préside avec la BNetzA, le régulateur allemand, le groupe de travail portant sur les interconnexions transfrontalières. Ce groupe a sélectionné trois points d'interconnexion prioritaires en 2007 :

- Taisnières / Blarégny (frontière franco-belge) ;
- Mendelsheim / Obergailbach (frontière franco-allemande) ;
- Bunde / Oude Statenzijl.

Lors de la réunion de lancement en mai 2007 puis de la réunion de février 2008, les gestionnaires de réseaux concernés ont pris certains engagements concrets visant à améliorer le fonctionnement de ces interconnexions, dont la réduction des délais de réservation ou la coordination des procédures de gestion de la congestion et l'harmonisation des produits de capacité.

Les progrès les plus notables observés en 2007 sont :

- Amélioration de la transparence : publication d'informations plus précises sur les capacités et les flux par les gestionnaires de réseaux allemand et belge ;
- La proposition de Fluxys de mettre en œuvre un produit de transit interruptible au second semestre 2008 ;
- Le lancement coordonné de deux *open seasons* par Fluxys et GRTgaz, ce qui constitue une première en Europe.

Une consultation des expéditeurs à la fin de l'année 2007 a mis en évidence certaines de leurs difficultés et a permis d'orienter la feuille de route 2008-2012. Celle-ci prévoit l'élaboration de produits de capacités de court terme et de long terme et de procédures de réservation compatibles de part et d'autre des points d'interconnexion. Elle requiert également le développement de principes permettant la coordination des *open seasons*, moyen privilégié d'évaluation et d'attribution des nouvelles capacités. Enfin, elle se donne pour objectif de faire progresser le chantier de la transparence. A ce titre, en 2007, onze transporteurs de la région Nord-Ouest, dont GRTgaz, Fluxys, EGT et GTS se sont engagés à améliorer sensiblement la qualité et le volume d'informations communiquées et devraient ainsi publier, au plus tard fin 2008, les flux quotidiens, les interruptions et leur historique et les nominations agrégées pour J+1.

Encadré n°10 : État d'avancement des travaux de la Région Sud (Espagne, France, Portugal)

Des progrès ont été enregistrés dans les cinq domaines de travail arrêtés par l'ERGEG en février 2007 :

- Dans le cadre du développement des points d'interconnexions (PI) entre la France et l'Espagne, les trois GRT de la région (Enagas, GRTgaz et TIGF) ont présenté début 2007 un plan d'investissements conjoints portant sur le renforcement des PI de Larrau et Biriadou ainsi que sur la création d'un nouveau PI dans la partie orientale des Pyrénées, MidCat. En novembre 2007, TIGF et Enagas ont proposé une procédure d'allocation approuvée par la CNE (régulateur espagnol) et la CRE.
- L'Espagne a démarré le processus permettant l'adoption des standards européens en matière d'interopérabilité des réseaux et un décret royal autorisant la mise en œuvre d'*open subscription periods* côté espagnol doit être adopté.
- La CNE et l'ERSE, le régulateur portugais, ont lancé une consultation fin 2007 visant à préparer la mise en place d'un hub propre à la péninsule ibérique (Mibgas). L'objectif est de permettre les échanges de gaz avec les autres hubs virtuels européens et la création d'un véritable marché du gaz dans le sud de l'Europe.
- Le niveau de transparence et l'application du règlement 1775/2005, quatrième et cinquième domaines de travail, ont quant à eux été jugés satisfaisants par les enquêtes menées auprès des expéditeurs.

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 encore développée au cours de l'année 2007 permettant une augmentation significative de la concurrence dans les diverses zones géographiques. Au 1^{er} avril 2008, 44 expéditeurs étaient actifs sur le réseau de GRTgaz et 13 sur le réseau TIGF, contre respectivement 30 et 10 en avril 2007.

Il subsiste d'importantes congestions entre le nord et le sud de la France. Alors que la capacité de transport commercialisable de la zone Nord à la zone Sud de GRTgaz reste limitée à 230 GWh/j au total, les demandes exprimées par les expéditeurs lors de l'attribution des capacités commercialisables à compter du 1^{er} janvier 2009, clôturée le 15 janvier 2008, se sont élevées à :

- capacité ferme à 4 ans : 224 GWh/j, soit 7 fois le volume offert ;
- capacité ferme à 3 ans : 192 GWh/j, soit 6 fois le volume offert ;
- capacité ferme à 2 ans : 192 GWh/j, soit 6 fois le volume offert.

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.

Dans son plan d'investissement à 10 ans pour la période 2008-2017, GRTgaz prévoit de créer 200 GWh/j de capacités supplémentaires entre les zones nord et sud. D'autres projets visant à augmenter les capacités de liaison entre les zones et à supprimer complètement certaines congestions sont également prévus (*Cf. infra « les projets d'infrastructures »*).

Selon ce plan d'investissement, le ratio énergie transportée sur capacité d'entrée pourrait passer de 293 jours par an en 2008 à 184 jours en 2017 (soit près de 80% de capacité supplémentaire sur la période 2008-2017). Pour établir ces prévisions, GRTgaz retient un taux de croissance moyen annuel de la consommation française sur la période 2008-2017 de 1,6%.

2.2 Mécanismes visant à faire face à la congestion

Différents mécanismes de traitement de ces congestions sont actuellement mis 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 :

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.

Depuis le 1^{er} trimestre 2007, 12 expéditeurs ayant participé au mécanisme ont pu profiter des nouvelles possibilités de souscription et acheter des capacités sur 2, 3 ou 4 ans, pour une utilisation à partir du 1^{er} octobre 2007.

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 2007, les quantités acheminées grâce au mécanisme d'UIOLI court terme ont représenté 275 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.

Dans le cas de GRTgaz, l'échange de capacités se fait sur le site internet. Lorsqu'une demande de souscription mensuelle de capacité excède la capacité disponible, GRTgaz recherche la capacité correspondante auprès d'autres expéditeurs et peut être amené à proposer un échange de capacités anonyme.

Le GRT ne facture pas les ventes sur le marché secondaire :

E. LES MODALITES DE RESERVATION DES CAPACITES

La diversité des durées de souscription de capacités de transport est un outil de flexibilité supplémentaire qui permet de fluidifier l'accès aux capacités. Ces capacités peuvent être fermes ou, le cas échéant, interruptibles.

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**

GRT gaz 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 21^{ème} jour civil du mois M-2 et le 15^{ème} jour civil de M-1. GRTgaz ouvre une OSP pour toutes les demandes reçues entre le 21^{ème} jour de M-2 et le dernier jour de M-2. Toutes les demandes reçues entre le 1^{er} et le 15^{ème} jour civil du mois M-1 sont attribuées suivant la règle du premier arrivé, premier servi. Dans le cas où il n'y aurait plus de capacité ferme mensuelle disponible, GRTgaz s'engage à rechercher de la capacité auprès des expéditeurs disposant d'une capacité suffisante pour couvrir la demande.

Les souscriptions quotidiennes de capacité pour chaque jour sont réalisées selon un système de réservation et d'allocation en ligne (en day ahead).

- **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 capacités pluriannuelles ont été commercialisées en janvier 2008 et la capacité annuelle ou saisonnière a été commercialisée à compter de mai 2008.

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.

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

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.

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

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 2007, 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 1775/2005¹⁵ 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.

¹⁵ Règlement n°1775/2005 du 28 septembre 2005 concernant les conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz naturel.

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.

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

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 gestionnaire de réseau

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

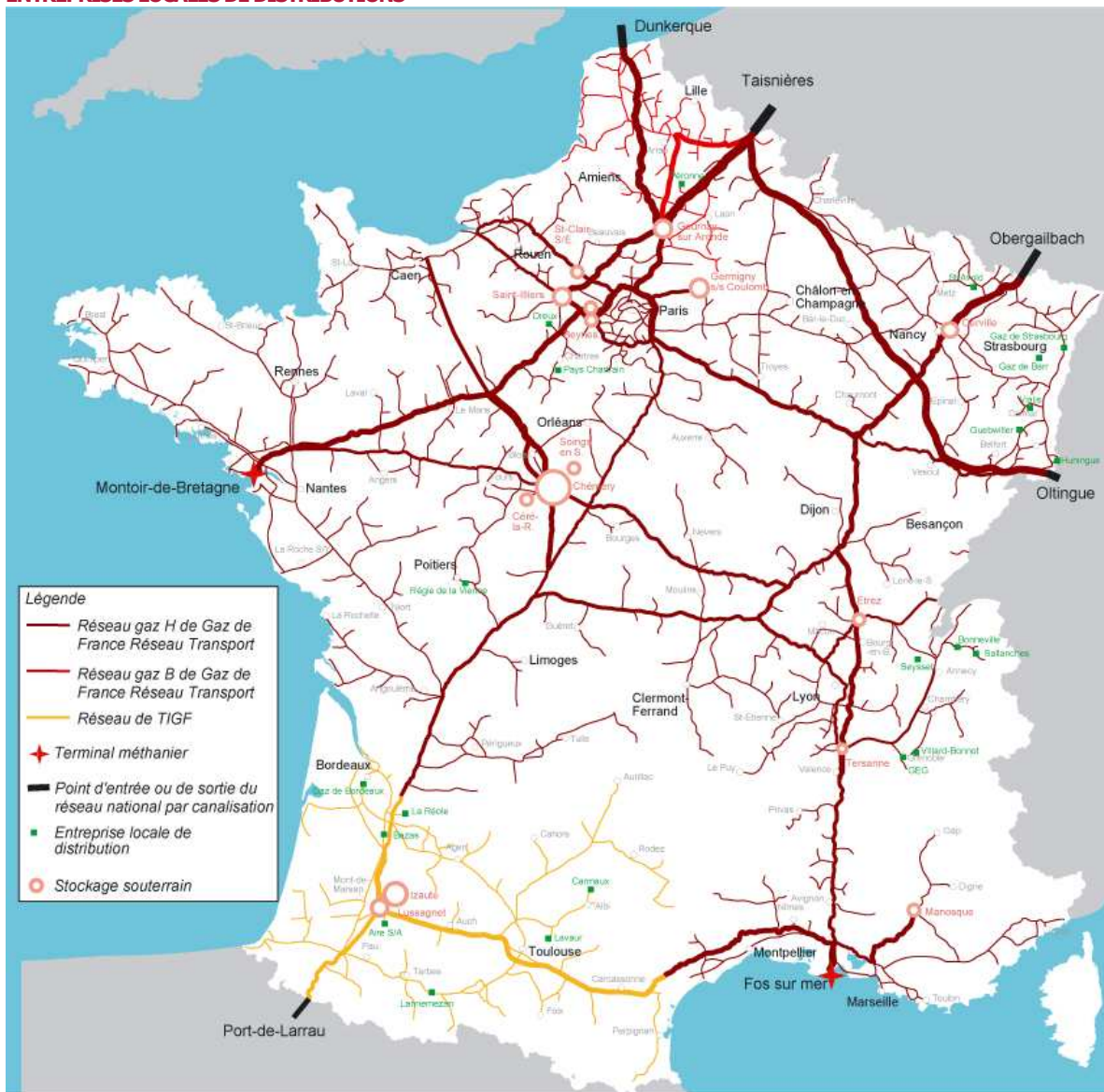
- GRTgaz, filiale de Gaz de France, opère un réseau de canalisations long d'environ 32 000 km, divisé en 4 zones d'équilibrage (qui seront regroupées en 2 zones au 1^{er} janvier 2009) ;
- TIGF, filiale de Total, opère un réseau long d'environ 6 000 km dans le sud-ouest de la France, qui constitue une zone d'équilibrage unique.

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

- Gaz Réseau Distribution France (GRdF) détenait 96% des quantités de gaz distribuées en 2007 (soit environ 330 TWh par an).
- Les autres réseaux sont concédés ou exploités en régie par 22 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 Gaz de Strasbourg.
- Un contrat de concession a été signé le 10 mars 2007 par un 24^{ème} GRD de gaz naturel, Antargaz, pour desservir 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 et où les tarifs de vente réglementés ne s'appliquent pas. Le tarif d'acheminement a été présenté à la CRE en juin 2008.

Les réseaux de transport et de distribution français ont une longueur d'environ 38 000 km et 190 715 km respectivement.

FIGURE N° 5 : RESEAUX DE TRANSPORT 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 actuels d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel, en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2007 s'appliqueront jusqu'au 31 décembre 2008. Ils ont été conçus suivant la structure d'ensemble de 5 zones d'équilibrage, et suivant la tarification « entrée-sortie » sur le réseau principal.

Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport sont déterminés en fonction de l'ensemble des charges d'exploitation et des charges d'investissement, notamment l'amortissement des immobilisations et la rémunération du capital investi.

Le calcul de ces deux dernières composantes est établi à partir de la BAR, qui est effectuée à partir d'une méthodologie de type « coûts courants économiques », dont les principes essentiels ont été arrêtés par la Commission spéciale instituée par l'article 81 de la loi de finances rectificative du 28 décembre 2001, chargée de fixer le prix de cession, par l'Etat, de ses réseaux de transport de gaz naturel.

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, une prime de 125 points de base s'applique actuellement 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% - est 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.

Ces tarifs ont été 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.

Les évolutions envisagées

Avec la fusion des zones d'équilibrage à partir du 1^{er} janvier 2009 (fusion des zones Ouest, Nord, Est), la structure tarifaire ne comportera plus que trois zones d'équilibrage pour GRTgaz. La zone Nord se décomposera en deux périmètres d'équilibrage physique liés respectivement au gaz H et au gaz B.

La CRE a l'intention de proposer de nouveaux tarifs à l'été 2008. Elle réfléchit à un allongement de la période tarifaire à 4 ans. Il est également envisagé de faire évoluer le mode de régulation vers une approche plus incitative, intégrant d'une part un objectif de productivité sur le périmètre des charges d'exploitation et d'autre part un mécanisme d'incitation relatif à la qualité de service des GRT.

Afin d'offrir une meilleure visibilité aux GRT, la CRE envisage de modifier le régime d'incitation à l'investissement dans les réseaux de transport de gaz, tel qu'énoncé dans sa décision du 14 février 2008. Il est notamment envisagé de supprimer la prime de 125 points de base et d'étendre la majoration de 300 points de base sur 10 ans pour tous les investissements sur le réseau principal permettant de créer des capacités additionnelles ou de réduire le nombre de zones d'équilibrage.

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

Les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de GrDF

Depuis le 1^{er} juillet 2008, GrDF (96% du réseau de distribution français) applique de nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux de distribution.

Ce nouveau tarif met en place un cadre de régulation incitant GrDF à améliorer son efficacité, tant du point de vue de la maîtrise des coûts, que de la qualité de service (cf. B. Qualité de service). Il se traduit notamment par la mise en œuvre :

- d'un tarif pluriannuel sur 4 ans, du 1^{er} juillet 2008 au 30 juin 2012, 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 à GrDF une réduction des risques.

Pour établir sa proposition, la CRE a organisé une consultation publique du 9 octobre au 9 novembre 2007 et procédé à l'audition des fournisseurs de gaz naturel.

Elle a mené des analyses approfondies des charges prévisionnelles présentées par GrDF à l'appui de sa demande de hausse tarifaire. Elle a commandé plusieurs audits et études externes :

- un audit des comptes dissociés de l'exercice 2006 de l'activité distribution de Gaz de France ;
- un audit des coûts de système d'information de GrDF ;
- une étude sur le coût moyen pondéré du capital des infrastructures gazières ;
- une étude sur la régulation incitative de la qualité de service des gestionnaires de réseaux de distribution.

Sur la base de ces éléments, la CRE a retenu un objectif de productivité de 1,3 % sur la grille tarifaire. Il correspond à un objectif de productivité de 2,7 % sur les charges d'exploitation maîtrisables de l'opérateur.

La CRE a également réexaminé les différents paramètres intervenant dans le calcul du coût moyen pondéré du capital (CMPC).

Pour la dernière proposition tarifaire, la CRE a retenu un taux de rémunération de 6,75 % réel avant impôt. Le montant de la BAR de GrDF en 2008 est estimé à 13,174 Milliards d'euros.

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.

Les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution des ELD

La CRE travaille sur une nouvelle tarification concernant les ELD avec un objectif d'entrée en vigueur au 1^{er} juillet 2009.

C. NIVEAU DES TARIFS DE TRANSPORT ET DE DISTRIBUTION

Au 31 décembre 2007, les coûts moyens d'acheminement sur le réseau national pour les consommateurs types définis par Eurostat sont les suivants :

Profil		Coûts d'acheminement en €/MWh
I4-1	Acheminement transport	0,99
	Acheminement Distribution	1,3
I1	Acheminement transport	1,98
	Acheminement Distribution	7,2
D3	Acheminement transport	2,38
	Acheminement Distribution	10,9

Client D3 = Ménage ayant une consommation annuelle de 23.26 MWh (eau chaude, cuisine et chauffage, hypothèse d'un profil de conso P12)

Client I1 = Industriel ayant une consommation de 11.63 GWh avec 115 jours de modulation, hypothèse d'un profil de conso P16

Client I4 = Industriel ayant une consommation de 116.3 GWh avec 250 jours de modulation, hypothèse d'un profil de conso P14

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

Différents indicateurs sont 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 du nouveau tarif proposé par la CRE, un suivi de la qualité de service sera mis en place pour les deux GRT sur les domaines clés de leur activité, notamment sur la qualité des données, la disponibilité du portail et l'environnement. Ce suivi sera constitué d'indicateurs transmis régulièrement par les GRT à la CRE et publiés. Certains indicateurs, particulièrement importants pour le bon fonctionnement du marché, seront soumis à un système d'incitation financière.

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.

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 JJ 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.

- 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.

Si elle le juge nécessaire, la CRE proposera aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie des évolutions du dispositif de régulation de la qualité de service, sur la base d'un retour d'expérience.

Les données approuvées par la CRE sur la continuité d'acheminement en termes de durée par client seront disponibles à partir de septembre 2008.

C. TARIFS D'UTILISATION DES TERMINAUX METHANIERES

Deux terminaux méthaniers, gérés par la Direction des Grandes Infrastructures de Gaz de France, 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 Gaz de France (67,7% des parts) et Total (30,3%). Sa mise en service commerciale est actuellement prévue au 1^{er} semestre 2009.

En 2007, le terminal méthanier de Fos Tonkin a accueilli 147 navires et a émis sur le réseau de transport de gaz 60,4 TWh de gaz. Celui de Montoir-de-Bretagne a accueilli 98 navires et émis sur le réseau de transport 84,3 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. Ils ont été conçus pour s'appliquer jusqu'à la mise en service du terminal méthanier de Fos Cavaou.

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 2003, une prime de 125 points de base est accordée.

Ce tarif permet une baisse d'environ 20% de la charge d'accès pour les cargaisons isolées et comporte des dispositions particulières sur le mode de fonctionnement des terminaux lorsque plusieurs expéditeurs sont présents simultanément.

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 2007, 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 octobre 2007. Le retard de la mise en service de Fos Cavaou a conduit la CRE à reporter sa proposition tarifaire. Le terminal de Fos Cavaou devait être initialement mis en service le 1^{er} avril 2008, mais suite à un retard important du chantier et à un accident survenu lors d'un test hydraulique qui a endommagé les tuyauteries entre le regazéificateur et la sortie du réseau, la mise en service est prévue désormais pour le 1^{er} semestre 2009. La CRE devrait proposer de nouveaux tarifs

d'utilisation des terminaux méthaniers en octobre 2008, pour une mise en œuvre au cours du 1^{er} semestre 2009.

Pour ces prochains tarifs, il est envisagé de maintenir :

- La définition des tarifs sur la base des charges d'exploitation et de capital supportées par les opérateurs ;
- La structure tarifaire, qui est identique pour les trois terminaux.

En revanche, il est envisagé que le niveau des termes tarifaires soit désormais individualisé pour chaque terminal méthanier. La durée prévue de ces tarifs serait de trois ans.

D. LE TARIF DE L'ACCES AUX STOCKAGES SOUTERRAINS

Conformément à la loi du 9 août 2004, le législateur français a choisi l'accès négocié pour les stockages souterrains. Les tarifs sont publiés sur les sites des opérateurs de stockage.

Le coût d'accès au stockage est défini selon le type de clients finaux desservis par le fournisseur. Au 31 décembre 2007, le coût du stockage pour les trois clients types aux tarifs réglementés étaient les suivants :

Définition de client d'Eurostat	D3 Euro/MWh	I1 Euro/MWh	I4 Euro/MWh
Coût de stockage	2,8	2,0	0,04

Client D3 = Ménage ayant une consommation annuelle de 23.26 MWh (eau chaude, cuisine et chauffage, hypothèse d'un profil de conso P12)

Client I1 = Industriel ayant une consommation de 11.63 GWh avec 115 jours de modulation, hypothèse d'un profil de conso P16

Client I4 = Industriel ayant une consommation de 116.3 GWh avec 250 jours de modulation, hypothèse d'un profil de conso P14

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).

Au cours de l'année 2007, deux concertations ont eu lieu avec TIGF et GRTgaz afin d'étudier les possibilités d'une évolution des règles d'équilibrage vers un système reposant sur des transactions de marché.

A. MECANISME D'EQUILIBRAGE DE GRTGAZ

Depuis le 12 avril 2007, GRTgaz utilise le marché pour couvrir une partie de ses besoins d'équilibrage (environ 20%), soit 2,7 GWh/jour pour la zone Nord (en Day Ahead et en Within Day) et 1,8 GWh/jour pour la zone Sud. Une plateforme d'échange (Balancing GRTgaz) opérée par Powernext a été mise en place.

Chaque jour, GRTgaz effectue une programmation de réseau pour la journée du lendemain ainsi qu'une actualisation de la programmation de la journée en cours. Cette programmation permet, notamment sur la base d'une comparaison entre les prévisions de consommation de GRTgaz et les nominations des expéditeurs, de déterminer la situation du réseau pour le jour J, pour chacune des futures zones d'équilibrage (Grande zone Nord et zone Sud). Pour chaque zone d'équilibrage, si le réseau est prévu « long » (excès de gaz), GRTgaz intervient à la vente, sur le marché d'équilibrage. A l'inverse, si le réseau est prévu « court » (déficit de gaz), GRTgaz intervient à l'achat sur le marché d'équilibrage.

La quantité de gaz que GRTgaz peut acheter ou vendre est plafonnée à un nombre de lots maximum par zone d'équilibrage, la taille d'un lot étant de 150 MWh (à 25°C). Ce nombre de lots maximum est de 18 pour le Nord et 12 pour le Sud.

a. DESEQUILIBRE DE BILAN JOURNALIER

Chaque jour, pour chaque expéditeur et pour chaque zone d'équilibrage est calculé un déséquilibre de bilan journalier égal à la différence entre la somme des quantités entrées par l'expéditeur dans la zone d'équilibrage considérée et la somme des quantités sorties par l'expéditeur dans cette zone d'équilibrage. Le déséquilibre de bilan journalier est communiqué chaque jour par GRTgaz à l'expéditeur.

Le déséquilibre de bilan journalier maximal autorisé est composé :

- d'une tolérance standard, incluse dans le service d'acheminement et égale à :
 - $\pm 20\%$ du total des capacités de livraison souscrites par l'expéditeur dans la zone d'équilibrage considérée, jusqu'à 1GWh/jour
 - $\pm 5\%$ pour la part de ce total au-delà de 1 GWh/j.

- d'une tolérance optionnelle souscrite par l'expéditeur s'ajoutant à la tolérance standard et pouvant atteindre $\pm 3\%$ du total des capacités de livraison souscrites par l'expéditeur dans la zone d'équilibrage considérée. Le prix de cette tolérance optionnelle d'équilibrage est de 15 €/MWh/j par an.

Pour une journée donnée, GRTgaz utilise un mécanisme de gestion a posteriori des déséquilibres pour chaque expéditeur. Il a pour objectif de répartir en fonction des quantités journalières réalisées par l'expéditeur sur les différentes zones d'équilibrage, les déséquilibres journaliers (achats/ventes) et les écarts de bilans cumulés, tout en minimisant les quantités réalisées sur les liaisons interzones.

b. TALON DE DESEQUILIBRES CUMULABLES

L'introduction progressive du prix journalier d'équilibrage dans le traitement des déséquilibres des expéditeurs est réalisée via la mise en place d'un talon de déséquilibres cumulables, à l'intérieur des tolérances journalières (standard+optionnelle). Ce talon est exprimé comme un pourcentage de la tolérance journalière.

Pour la période du 1^{er} septembre 2007 au 31 décembre 2008, le talon a été fixé à 70% de la tolérance de base.

c. DESEQUILIBRE DE BILAN CUMULE

Pour chaque zone d'équilibrage, le déséquilibre de bilan cumulé maximal autorisé est fixé à 5 fois le talon de déséquilibres cumulables.

d. LA GESTION DES DESEQUILIBRES ET LES PRIX JOURNALIERS DE REFERENCE

Le déséquilibre de bilan journalier de l'expéditeur, inférieur ou égal au talon de déséquilibres cumulables est inscrit dans un compte de déséquilibre de bilan cumulé. A la fin de chaque mois, le déséquilibre de bilan cumulé est reporté sur le mois suivant.

La part du déséquilibre de bilan journalier située entre le talon de déséquilibres cumulables et le déséquilibre de bilan journalier maximal autorisé est achetée ou vendue par GRTgaz, selon le cas, au prix journalier d'équilibrage, dit P1.

Prix de référence P1: Pour un jour J donné, pour la zone d'équilibrage Sud ou la grande zone Nord (agrégation des zones d'équilibrage Est, Ouest et Nord H), le prix journalier de référence P1 est égal au prix moyen des transactions effectuées par GRTgaz, pour livraison le jour J en chaque zone, dans le cadre de son activité d'achat-vente de gaz via la plateforme Powernext permettant la couverture d'une partie du besoin d'équilibrage physique journalier du réseau.

En zone d'équilibrage nord B, pour un jour J donné, le prix journalier de référence P1 est égal au prix journalier de référence P1 dans la Zone d'Equilibrage Nord H majoré de 0,16 €/MWh.

Lorsque le bilan journalier de l'expéditeur est déséquilibré au-delà du déséquilibre de bilan journalier maximal autorisé, l'expéditeur doit acheter ou vendre à GRTgaz, selon les cas, les quantités en dépassement des tolérances à un prix pénalisé, dit P2.

Prix de référence P2 :

En cas d'achat par GRTgaz, le prix P2 est égal au prix journalier de référence P1 minoré de 30%, ou au prix journalier de référence "Zeebrugge" minoré de 50%, si cette deuxième valeur est supérieure à la première.

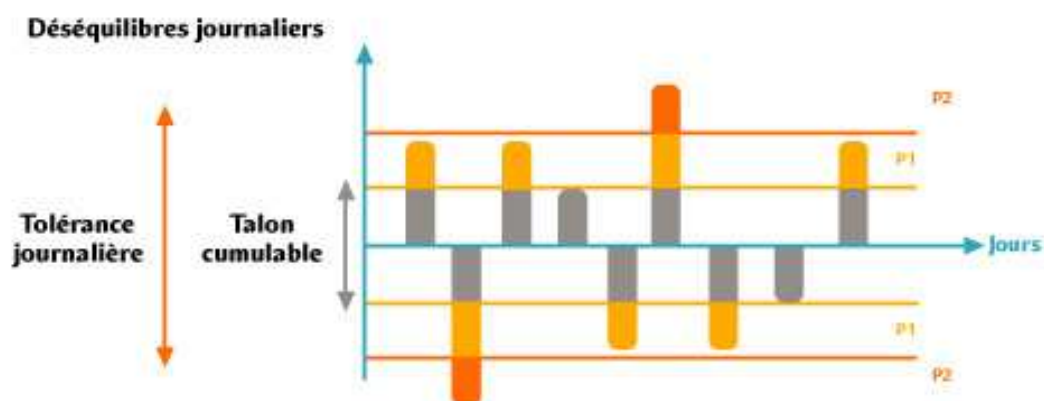
En cas de vente par GRTgaz, le prix P2 est égal au prix journalier de référence P1 majoré de 30 %, ou au prix journalier de référence "Zeebrugge" majoré de 50% si cette deuxième valeur est inférieure à la première.

Pour un jour J donné, le prix journalier de référence " Zeebrugge " d'une zone d'équilibrage est égal à la somme de :

- la moyenne des prix "bid" et "ask" "day ahead" pour le hub de Zeebrugge, publiés en EUR/MWh ;
- et d'un majorant spécifique à chaque zone d'équilibrage indiqué dans le tableau suivant:

Zone d'équilibrage	Nord (Gaz H)	Nord (Gaz B)	Est	Ouest	Sud
Majorant (€/MWh)	0,7	0,86	0,7	0,7	1,3

Illustration de l'application des prix P1 et P2



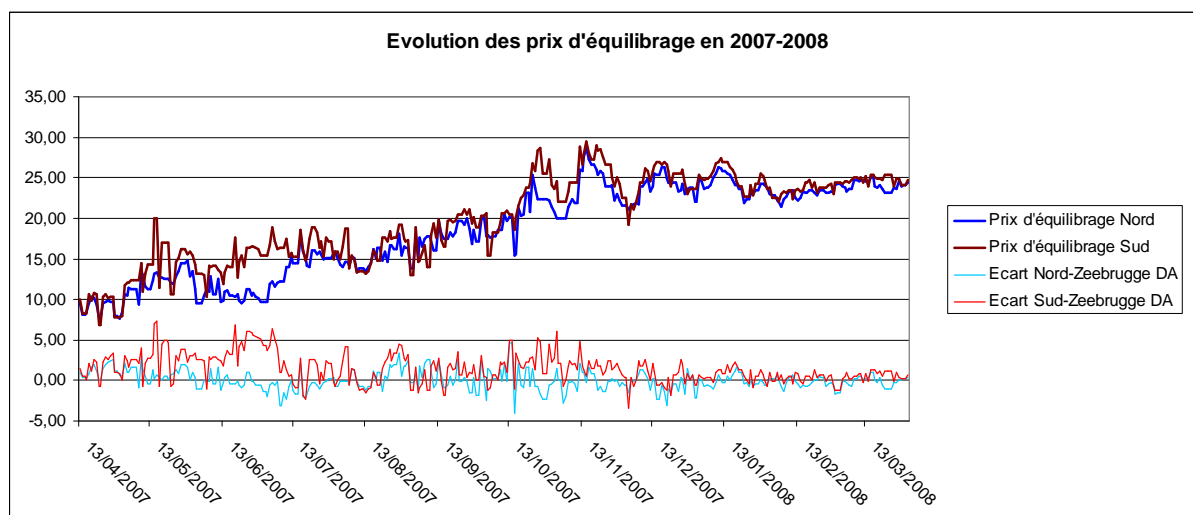
Les quantités en dépassement du déséquilibre de bilan cumulé maximal autorisé sont pénalisées à un prix, dit P3. Ces quantités en dépassement ne font pas l'objet d'un achat-vente.

Le prix de référence P3 : Le prix P3 est égal à 30% du prix journalier de référence P1 ou à 50% du prix journalier de référence " Zeebrugge ", si cette deuxième valeur est inférieure à la première.

e. LE PRIX D'ÉQUILIBRAGE

En 2007, les prix moyens d'équilibrage étaient les suivants :

- Zone Nord : 16,66 €/MWh.
- Zone Sud : 18,25 €/MWh



Source CRE

En juin 2008, 12 sociétés étaient inscrites sur la plateforme d'échange Balancing GRTgaz. La profondeur du marché d'équilibrage a nettement progressé. Le prix d'équilibrage reste 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. AMELIORATION DU MECANISME D'EQUILIBRAGE DE GRTGAZ

L'équilibrage de GRTgaz ne participe pas encore à la liquidité du marché de gros français, puisque les transactions correspondantes sont effectuées sur une plateforme spécifique. L'émergence d'une bourse du gaz, avec laquelle la plateforme *Balancing GRTgaz* pourrait converger, serait un facteur supplémentaire de liquidité du marché de gros.

A l'heure actuelle, les expéditeurs n'effectuent pas de nominations aux liaisons entre les 4 zones d'équilibrage du réseau de GRTgaz. Les quantités allouées aux expéditeurs sur ces liaisons sont déterminées a posteriori par GRTgaz, de façon à optimiser le déséquilibre des expéditeurs entre zones d'équilibrage et dans la limite des capacités qu'ils ont souscrites. Dans le prochain schéma tarifaire, il est envisagé d'introduire des règles de nominations à la liaison Nord-Sud. Cette évolution s'accompagnera de dispositifs permettant de faciliter l'équilibrage des expéditeurs dans la zone Sud de GRTgaz.

Le mécanisme d'équilibrage de GRTgaz continue d'évoluer.

C. FUSION DES ZONES D'EQUILIBRAGE A PARTIR DE JANVIER 2009

Les réseaux de transport de gaz naturel en France comportent, depuis le 1^{er} janvier 2005, 5 zones d'équilibrage, 4 sur le réseau de GRTgaz (zones dites Nord, Est, Ouest et Sud) et une sur celui de TIGF. Au 1^{er} janvier 2009, les zones Nord, Est et Ouest de GRTgaz fusionneront et constitueront une zone unique (la « grande zone Nord »).

La fusion des zones d'équilibrage Est, Nord et Ouest permettra une amélioration du fonctionnement du marché. Elle facilitera en effet l'équilibrage pour les expéditeurs en permettant le regroupement des portefeuilles d'équilibrage et en améliorant la qualité des allocations quotidiennes des quantités de gaz. Les risques de dépassement des tolérances et les pénalités associées seront ainsi réduits.

D. MECANISME D'EQUILIBRAGE DE TIGF

Concernant le mécanisme d'équilibrage de TIGF, les expéditeurs ont demandé au cours de l'année 2007 à TIGF de maintenir le fonctionnement de son système d'équilibrage qui leur permet de 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. Dès que son système de comptabilité gaz – actuellement en refonte complète – le permettra, TIGF s'est engagé à améliorer le mécanisme de gestion des écarts d'allocation, en les déversant dans un compte d'écart dont les conditions de gestion seront élaborées en concertation avec les expéditeurs.

3.4 Le modèle de marché

A. MODELE ENTREE/SORTIE

Le réseau de transport français est divisé en zones entrée/sortie (également appelées zones d'équilibrage) qui permettent d'assurer le fonctionnement du marché, c'est-à-dire l'accès des fournisseurs de gaz à leurs clients, ainsi que les échanges de gaz entre les fournisseurs. C'est au sein de chacune de ces zones que l'expéditeur doit équilibrer ses entrées et sorties de gaz.

Le modèle entrée/sortie sans restriction offre les fonctionnalités suivantes :

- tout consommateur de la zone peut être alimenté en gaz par n'importe quel point d'entrée de la zone et, réciproquement, tout fournisseur sur un point d'entrée peut alimenter n'importe quel consommateur de la zone ;
- les volumes de gaz, une fois présents sur la zone, peuvent être échangés sans indication de la source, ni de la destination, et les capacités souscrites sont également échangeables sans contrainte entre expéditeurs ;
- les capacités demandées peuvent être souscrites, à hauteur des quantités disponibles, quelle que soit la finalité envisagée.

Sur chaque zone d'équilibrage, les expéditeurs disposent, pour optimiser l'acheminement, de services complémentaires aux fonctionnalités d'entrée et de sortie :

- un service d'accès à un Point d'Echange Gaz (PEG) où des transactions d'achat/vente de gaz peuvent être enregistrées, bientôt complétées par la mise en place d'une bourse d'échange de gaz, associée à chacune de ces zones ;
- des services de conversion de gaz de qualité H vers B, ainsi que de B vers H ;
- une gestion du déséquilibre de bilan des expéditeurs (écart entre les entrées et les sorties), basée sur des mécanismes de marché ;
- l'accès à des services de stockage portés par l'opérateur de stockage.

Il n'existe pas de différence de traitement entre un contrat d'acheminement à destination d'un client domestique ou portant sur un flux de transit.

B. REGLES D'ALLOCATION DES CAPACITES ET ROLE DU REGULATEUR

Sur le réseau de GRTgaz, les demandes de capacité sont allouées suivant le principe des Open Subscription Period (OSP) dans un premier temps. S'il reste de la capacité disponible, les demandes sont allouées suivant le principe du premier arrivé premier servi. Ce dernier principe est exclusivement utilisé par TIGF pour allouer les capacités sur son réseau. Les modalités d'allocation de la capacité ainsi que les mécanismes de gestion de la congestion sont détaillés dans la partie IV.2.

Les décisions d'investissements majeurs sont prises dans le cadre des procédures *d'open seasons*, qui permettent de dimensionner les nouvelles infrastructures en fonction des besoins du marché et d'allouer les nouvelles capacités de transport. La CRE est chargée de veiller à ce que les « Open Seasons » se déroulent de manière transparente et non discriminatoire.

Dans le cadre des Open Seasons, une durée d'engagement ferme de la part des expéditeurs est demandée par les GRT pour couvrir le risque de développement de ces nouvelles capacités. Il est retenu une durée minimale de 10 ans. De même, il est prévu qu'un pourcentage minimal de la capacité (communiqué lors de l'Open Seasons) valide la décision d'investissement.

Dans le cas des terminaux méthaniers, il est prévu une allocation automatique des capacités d'entrée à hauteur des capacités de regazéification et sur la même durée.

Les plans d'investissement identifient les besoins de nouvelles capacités de transport et présentent les projets prévus par les transporteurs pour les dix prochaines années. Ces plans n'ont toutefois qu'un caractère indicatif.

Conformément à l'article 21 de la loi du 3 janvier 2003 modifiée par la loi du 7 décembre 2006, les programmes d'investissements annuels de GRTgaz et de TIGF sont soumis à l'approbation de la CRE.

L'article 6 de la loi du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie prévoit que : « Si un opérateur refuse l'accès à un ouvrage de transport ou de distribution de gaz naturel ou à une installation de gaz naturel liquéfié, y compris à leurs installations fournissant des services auxiliaires, en raison d'un manque de capacité ou d'une difficulté liée au raccordement de l'installation du demandeur au réseau, la Commission de régulation de l'énergie peut lui demander et, le cas échéant, le mettre en demeure de procéder aux améliorations nécessaires si elles se justifient économiquement ou si un client potentiel indique qu'il s'engage à les prendre en charge ».

3.5 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 de GRTgaz et de 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.

Les réseaux de transport et de distribution de gaz (GRTgaz et GrDF) 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 (cf. infra : La régulation du marché de l'électricité), la loi du 7 décembre 2006 impose désormais aux opérateurs une obligation de dissociation de la fourniture à partir du 1^{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.

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. Cette délibération n'a pas été modifiée en 2007.

3.6 Indépendance des gestionnaires de réseaux publics

- L'indépendance du gestionnaire de réseau de transport

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

Au terme de l'audit réalisé en 2007, la CRE relève cependant encore certains dysfonctionnements chez les gestionnaires de réseaux de transport et encourage à ce que :

- la communication conduite sur leurs missions et sur leur indépendance vis-à-vis des groupes intégrés soit renforcée ;
- l'indépendance relative à la politique des achats et de la gestion du personnel soit accrue. En effet, TIGF et GRTgaz ont encore recours aux services de GDF et Total en matière de gestion de trésorerie, de ressources humaines et de comptabilité. Ce recours doit être limité aux cas où il est impossible pour la filiale d'assurer elle-même ces services dans des conditions économiques acceptables.

- L'indépendance du gestionnaire de réseau de distribution

La séparation juridique des gestionnaires de réseaux de distribution desservant plus de 100 000 clients sur le territoire métropolitain devait intervenir au 1^{er} juillet 2007 conformément à la directive de juin 2003. Cependant, la transposition tardive de cette disposition en droit français, en décembre 2006, n'a pas permis aux entreprises de lancer les procédures légales permettant d'aboutir à une filialisation effective à la date définie par la loi.

La situation apparaît donc contrastée :

- la filiale de distribution de Gaz de France n'a été créée qu'au 1^{er} janvier 2008. La séparation juridique de Gaz de Bordeaux et Gaz de Strasbourg, par filialisation de l'activité de fourniture, n'était toujours pas effective au 30 mai 2008. Pour Gaz de France ainsi que pour certaines ELD, la séparation juridique s'est traduite par la création d'une filiale chargée de l'ensemble des activités de réseaux.
- en revanche, le schéma retenu par Gaz de Strasbourg prévoit la création d'une filiale chargée de la fourniture et le maintien du gestionnaire de réseaux au sein de la maison mère. Si ce schéma est conforme à la loi du 9 août 2004, il n'est pas conforme à la directive du 26 juin 2003. En effet, dans cette organisation le

gestionnaire de réseaux est partie intégrante de la maison mère qui assure le contrôle de la filiale chargée de la fourniture. A la demande de la CRE, cette ELD s'est engagée à lui présenter de nouveaux modes de fonctionnement permettant de garantir réellement l'indépendance du gestionnaire de réseau.

Si l'indépendance des gestionnaires de réseaux s'apprécie à l'aune des statuts adoptés, des mécanismes de prises de décision et des liens avec la maison mère, elle est également tributaire des stratégies de communication. Ainsi, la confusion d'image (dénomination, logo commercial, charte graphique, sigle...) entre activités régulées et concurrentielles est préjudiciable. Au cours de ses audits, la CRE a relevé que Gaz de France avait fait le choix de doter ses activités concurrentielles de fourniture et ses activités régulées de gestion de réseau de distribution d'une identité visuelle proche. Le client peut de ce fait être amené à penser qu'il encourt des risques en matière de qualité et de continuité d'alimentation s'il change de fournisseur.

- 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 son 3^{ème} rapport en décembre 2007 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 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.

Certains dysfonctionnements ont néanmoins pu être notés, notamment au cours d'enquêtes « client mystère » initiées par la CRE :

- les informations données au client par un gestionnaire de réseau incitent parfois à l'orienter vers les fournisseurs historiques et à le dissuader d'opter pour des fournisseurs alternatifs ;
- les coordonnées des centres d'accueil des gestionnaires de réseaux peuvent s'avérer difficiles à trouver.

Une nouvelle enquête de ce type sera réalisée en 2008 pour apprécier les progrès réalisés.

L'audit des pratiques de bonne conduite réalisé en 2007 a conduit la CRE à formuler des demandes portant notamment sur :

- la construction d'indicateurs pertinents du respect de la non-discrimination afin de rendre compte des progrès effectués. A cet effet, la CRE va mettre en place un groupe de travail chargé de définir les critères constitutifs de ces indicateurs ;
- le renforcement des efforts de formation et d'information du personnel et notamment des agents en contact avec les utilisateurs de réseaux.

TABLEAU N°8 : TABLEAU RECAPITULATIF DES INFORMATIONS DEMANDEES PAR LA DG TREN

	Electricité	Gaz
Nombre de GRT	1	2
GRD	169	23
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	20
Séparation juridique des GRT	oui	oui
Nombre d'employés des gestionnaires de réseaux :		
GRT	RTE : 8 300	GRTgaz : 2 650 TIGF : 300
GRD	ERDF : non communiqué	GrDF : 46 000 22 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 / GDF : oui - Gaz de Bordeaux / Régaz : non - Gaz de Strasbourg / GRD : non
Propriété du :		
GRT	RTE : 100 % EDF	GRTgaz : 100 % GDF TIGF : 100 % Total
GRD	ERDF : 100 % EDF	GrDF : 100% par GDF 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
Publication de comptes séparés		
GRT	oui	oui
GRD	oui (sauf Electricité de Strasbourg)	oui
Règles détaillées adoptées par le régulateur concernant la séparation comptable	oui	oui
Conséquences d'une violation des règles	Possibilité d'amendes	Possibilité d'amendes
Audit spécifique des comptes séparés	non	oui
Rôle du <i>compliance officer</i>	aucun	aucun
Sanctions possibles de la part du régulateur	oui	Oui
Part de marché du principal GRT (en % du réseau total en kilomètres)		GRTgaz : 86.6%
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 : en cours

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 alternatifs¹⁶ 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 2007. Pour les données relatives au stockage, voir partie VI sous partie 2.1, p.102

TABLEAU N° 9 : IMPORTATIONS, EXPORTATIONS, ET PRODUCTION DE GAZ PAR ZONES

(Quantités en Gm ³)	Ensemble des fournisseurs		Fournisseurs alternatifs ⁽¹⁾	
Flux de gaz, par zones de GRT (y compris les transits et les exportations)				
<u>Zone Gaz de France réseau Transport</u>				
Importations	54,98		4,06	7,38%
dont importations terrestres (frontières belge, allemande et suisse)		41,70	3,90	9,3% ⁵
dont Gaz Naturel Liquéfié (Fos, Montoir)		13,28	0,16	1,22%
Exportations (frontières belge, allemande et suisse)	8,00		0,57	7,17%
Production	0,02		-	-
<u>Zone TIGF</u>				
Alimentations à partir des zones Gaz de France réseau Transport	4,71			
Importations (frontières espagnoles)	0,11		0,04	37,52%
Exportations (frontières espagnoles)	2,43		0,01	0,51%
Production	0,99		-	-

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

Les 2 fournisseurs historiques, Gaz de France et Total, assurent à eux deux 89,9 % des importations. Les trois plus gros fournisseurs du marché en représentent 92,6 %. Quatorze compagnies étrangères sont actives sur le marché de gros.

Les points d'échange de gaz (PEG) ont été mis en place au début de l'année 2004 par GRTgaz et par TIGF. Ce sont des points virtuels rattachés à chaque zone d'équilibrage où un

¹⁶ Les fournisseurs alternatifs sont les fournisseurs autres que les fournisseurs historiques (Gaz de France, Tegaz et les ELD).

expéditeur peut céder du gaz à un autre expéditeur. Les transactions y sont effectuées au jour le jour et peuvent résulter d'engagements à plus long terme.

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

1.2 Le marché OTC

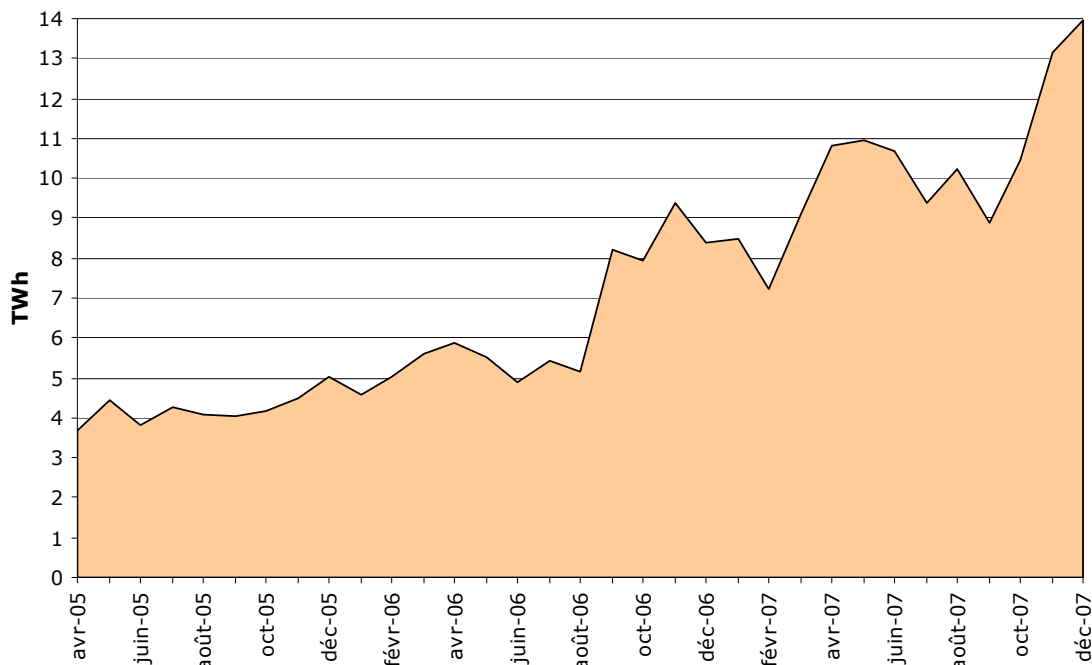
En l'absence de marché organisé du gaz en France, le commerce de gros du gaz s'effectue exclusivement sur le mode du gré à gré (OTC), au travers de transactions directes ou via des intermédiaires (sociétés de courtage et plates-formes de *trading*). Le volume des transactions sur l'OTC n'est pas public.

Les livraisons résultant des transactions bilatérales 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 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 entres acteurs.

FIGURE N°6 : VOLUME DES LIVRAISONS NETTES DE GAZ SUR LE MARCHÉ DE GROS FRANÇAIS



Sources : CRE d'après les données des GRT

En 2007, le volume des livraisons nettes de gaz résultant de transactions sur le marché de gré à gré a augmenté de 62,3% par rapport à l'année 2006. Au cours de l'année 2007, 123.4, TWh de gaz ont ainsi été livrés aux PEG.

2 Le marché de détail

2.1 Les consommateurs

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

- à partir d'août 2000, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle de gaz supérieure à 237 GWh et de tous les producteurs d'électricité ou producteurs simultanés d'électricité et de chaleur quelque soit leur niveau de consommation annuelle ;
- à partir d'août 2003, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle de gaz supérieure à 83 GWh ;
- à partir de juillet 2004, tous les consommateurs finals non-résidentiels peuvent librement choisir leur fournisseur de gaz ;
- à partir de juillet 2007, éligibilité de tous les consommateurs, y compris les résidentiels

L'ensemble du marché représente, au 31 décembre 2007, 11,5 millions de sites et une consommation annuelle d'environ 523 TWh¹⁷.

Les clients ont le choix entre deux types de contrats :

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

Il existe deux types de contrats :

- les tarifs réglementés de vente, proposés uniquement par les fournisseurs historiques (Gaz de France, Tegaz et les 22 ELD) sur leurs territoires respectifs. Le territoire d'un fournisseur historique est défini par un contrat de concession ou un règlement de service de régie. La souscription à ces tarifs est soumise à conditions ;
- les offres de marché, proposées par les fournisseurs historiques et par les fournisseurs alternatifs, qui en déterminent librement les prix. Les offres de marché sont différentes selon le segment de clientèle. Pour les sites raccordés aux réseaux de transport, le prix des offres est, de manière générale, calé sur les prix des marchés de gros européens. Pour les autres clients, le prix est soit défini par rapport aux tarifs réglementés, soit déterminé par l'empilement des coûts des fournisseurs.

Certaines offres de marché proposées par les fournisseurs alternatifs et destinées aux petits consommateurs présentent une structure tarifaire innovante (contrat sans part fixe, système de forfaits etc...) ou garantissent des prix fixes pendant toute la durée du contrat (de 1 à 3 ans).

¹⁷ Dans la suite du document, le périmètre d'étude est limité à la consommation des clients raccordés aux principaux gestionnaires de réseaux qui représente 522 TWh.

Encadré n°11 : Segmentation de la clientèle éligible au 31 décembre 2007

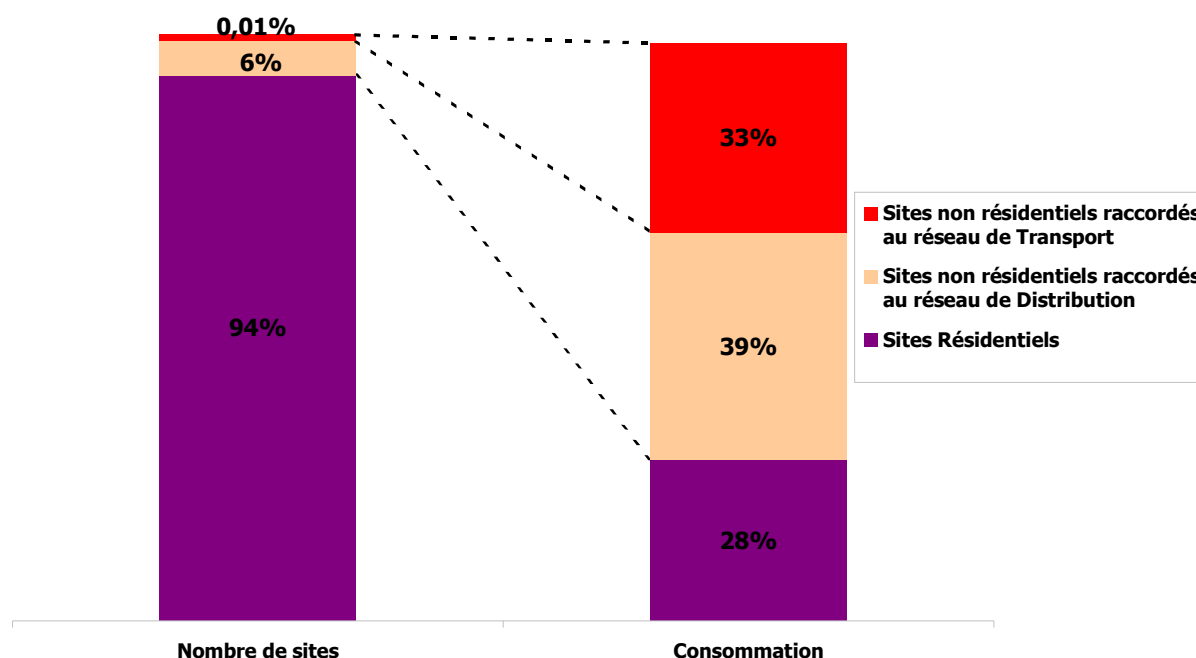
Afin d'assurer le suivi du marché de détail, la CRE a défini une segmentation de la clientèle éligible en gaz :

Sites non résidentiels transport : grands sites industriels raccordés au réseau de transport.

Sites non résidentiels distribution : marché de masse des sites non résidentiels et grands sites industriels raccordés au réseau de distribution.

Sites résidentiels : sites de consommation des clients particuliers. Les producteurs d'électricité représentent des volumes peu importants (33,2 TWh en 2007¹⁸), ils ne sont pas distingués du reste des sites.

Typologie des sites



2.2 Les parts de marché

Au 31 décembre 2007, la part de marché des fournisseurs alternatifs, rapportée au nombre de sites total, est de 1,1 % (soit environ 11,7 % 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 ouvert depuis le 01 juillet 2007.

¹⁸ Donnée non corrigée du climat, Source DGEMP.

TABLEAU N°10 : PARTS DE MARCHÉ DES FOURNISSEURS ALTERNATIFS (EN NOMBRE DE SITES, AU 31 DECEMBRE 2007)

Tous sites	Sites non résidentiels transport	Sites non résidentiels distribution	Sites résidentiels
1,1 %	18,7 %	10,6 %	0,5%

A. ANALYSE EN TERME 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) ;
- 99% (segment des sites résidentiels)

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

Au 31 décembre 2007, huit fournisseurs étrangers approvisionnent 12% des sites raccordés au réseau de transport contre moins de 0,02% des professionnels raccordés au réseau de distribution. Aucun site résidentiel n'est alimenté par un fournisseur étranger au 31 décembre 2007.

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 :

- 89 % (tous segments) ;
- 84 % (segment des sites non résidentiels transport) ;
- 92 % (segment des sites non résidentiels distribution) ;
- 99 % (segment des sites résidentiels)

Les fournisseurs étrangers alimentent 21% de la consommation des sites raccordés au réseau de transport et 2% de la consommation des sites raccordés au réseau de distribution.

2.3 Les fournisseurs

Au 31 décembre 2007, 12 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 87% de contrats à long terme, 6% de contrats à court terme et 7% 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 (31,9%), Pays-Bas (18,8%), Algérie (18,1%), Russie (13,8%), Egypte (2,7%), Nigeria (1,1%) et Qatar (0,7%)¹⁹.

A. FOURNISSEURS HISTORIQUES

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

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

B. FOURNISSEURS AYANT UNE ACTIVITE DE GESTIONNAIRE DE RESEAU

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

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

C. FOURNISSEURS AYANT UNE ACTIVITE D'EXPLORATION PRODUCTION

Au 1^{er} avril 2007, cinq fournisseurs alternatifs actifs ainsi que Gaz de France et Total ont des activités d'exploration-production. Ces activités sont majoritairement localisées à l'étranger.

2.4 Le changement de fournisseur

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

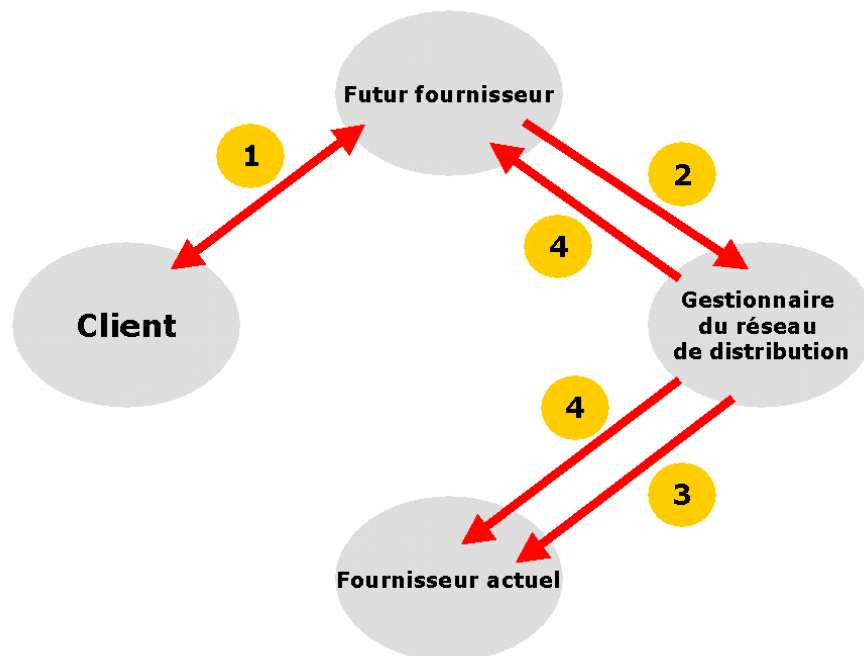
- le client conclut un contrat avec son futur fournisseur et signe notamment une «*attestation de changement de fournisseur*» (intégrée à son contrat) ;
- le futur fournisseur doit assurer l'information du consommateur dans le respect des conditions fixées par la section 12 du Code de la consommation ;
- Le 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 ;

¹⁹ Source : DGEMP

- 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.

FIGURE N° 7 : PROCEDURE DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR



B. LES MOTIFS DE REFUS

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

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

C. LES MODALITES DE RESILIATION ET LES DELAIS

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

Le changement de fournisseur, sans modification de fréquence de relève ou d'installation de comptage, doit avoir lieu dans un délai de 21 jours.

D. COUTS LIES AU CHANGEMENT DE FOURNISSEUR

L'article 3 de la loi n° 2003-8 du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie, transposant la Directive 98/30/CE du Parlement Européen et du Conseil du 22 juin 1998, et définissant les règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel, précise que « *lorsqu'un client éligible exerce cette faculté pour un site, le contrat de fourniture [...] pour ce site, conclu à un prix réglementé, est résilié de plein droit sans qu'il y ait lieu à indemnité à la charge de l'une ou l'autre partie* ».

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

E. ANALYSE DES TAUX DE CHANGEMENT DE FOURNISSEUR

Depuis l'ouverture du marché aux clients résidentiels, 0,5% des sites résidentiels ont changé de fournisseur ou ont choisi un fournisseur alternatif lors de leur emménagement (flux constatés entre le 01 juillet 2007 et le 31 juillet 2007).

Le taux de switch pour les sites non résidentiels n'est pas disponible en raison d'informations incomplètes sur l'ensemble de l'année 2007.

Sur le segment des sites résidentiels plusieurs freins au changement de fournisseur ont été identifiés. Ils sont liés à la communication négative des associations de consommateurs concernant l'ouverture du marché de l'énergie et au manque d'information des consommateurs.

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.

2.5 Les prix de détail

Le tableau suivant présente la décomposition de la facture de clients type Eurostat²⁰ aux tarifs réglementés de vente de gaz appliqués par Gaz de France au 31 décembre 2007.

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

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

TABLEAU N°11 : FACTURE AUX TARIFS REGLEMENTES DE VENTE DE GAZ DE FRANCE AU 31 DECEMBRE 2007 (€/MWh)

	Client D3	Client I1	Client I4
Part approvisionnement (Coût d'approvisionnement moyen)	22,32	22,32	21,5
Part transport	2,38	1,98	0,99
Part distribution	10,9	7,2	1,3
Part stockage	2,8	2,0	0,04
Prélèvements réglementaires sur les frais de réseaux (CTA)	0,9	0,2	0,02
Coûts commerciaux ⁽²⁾	4,03	3,92	0,83
Facture hors TVA aux tarifs réglementés au 31 décembre 2007	43,33	37,62	24,68
TVA	7,74	7,16	4,73
Facture TTC aux tarifs réglementés au 31 décembre 2007	51,07 (tarif B1)	44,78 (tarif B2I)	29,41 ⁽¹⁾ (tarif STS)

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

(2) obtenus par différence

A. TARIFS REGLEMENTES ET CONCURRENCE

Les tarifs réglementés de vente de gaz naturel sont appliqués par Gaz de France, Tegaz, et les 22 Entreprises Locales de Distribution (ELD).

Ces fournisseurs déposent leur projet de barème auprès des ministres chargés de l'économie et de l'énergie, avec une copie à la CRE.

Les ministres saisissent alors la CRE pour qu'elle émette un avis sur chacun des barèmes, puis peuvent ensuite demander aux fournisseurs concernés de modifier leurs propositions de barèmes pour tenir compte de l'avis de la CRE.

On trouvera un complément sur les modalités d'évolution des tarifs au chapitre VII Service public, 2.2 Gaz p.117

²⁰Client 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.

L'absence de cadre réglementaire et le manque de transparence concernant la structure et l'évolution des tarifs réglementés en distribution publique appliqués par Gaz de France ont un impact négatif sur l'ouverture du marché car ils constituent une source d'incertitude pour les fournisseurs alternatifs et peuvent entraver l'arrivée de nouveaux fournisseurs.

2.6 Questions et les réclamations

A l'occasion de l'ouverture complète des marchés le 1^{er} juillet 2007, la CRE a mis en place – en coordination avec les pouvoirs publics (Ministère de l'Economie et Ministère de l'Ecologie) et le Médiateur national de l'énergie – le Service « Energie Info », dispositif d'information des consommateurs particuliers et professionnels accessible via un site internet (www.energie-info.fr), un centre d'appels (tél. 0810 112 212) et une adresse postale (Service information consommateurs de la CRE).

Ce dispositif permet aux consommateurs de poser une question ou d'émettre une réclamation soit oralement, soit 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.

Au deuxième semestre 2007, le Service Energie Info a renseigné 200.000 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 165.000 visiteurs.

A. QUESTIONS

Les questions reçues par le service Energie Info concernent les thèmes suivants : la procédure de mise en service de l'énergie, le choix d'un fournisseur, les différents types de contrats existant (tarif réglementé et offres de marché) et la possibilité de revenir ou pas 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 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.

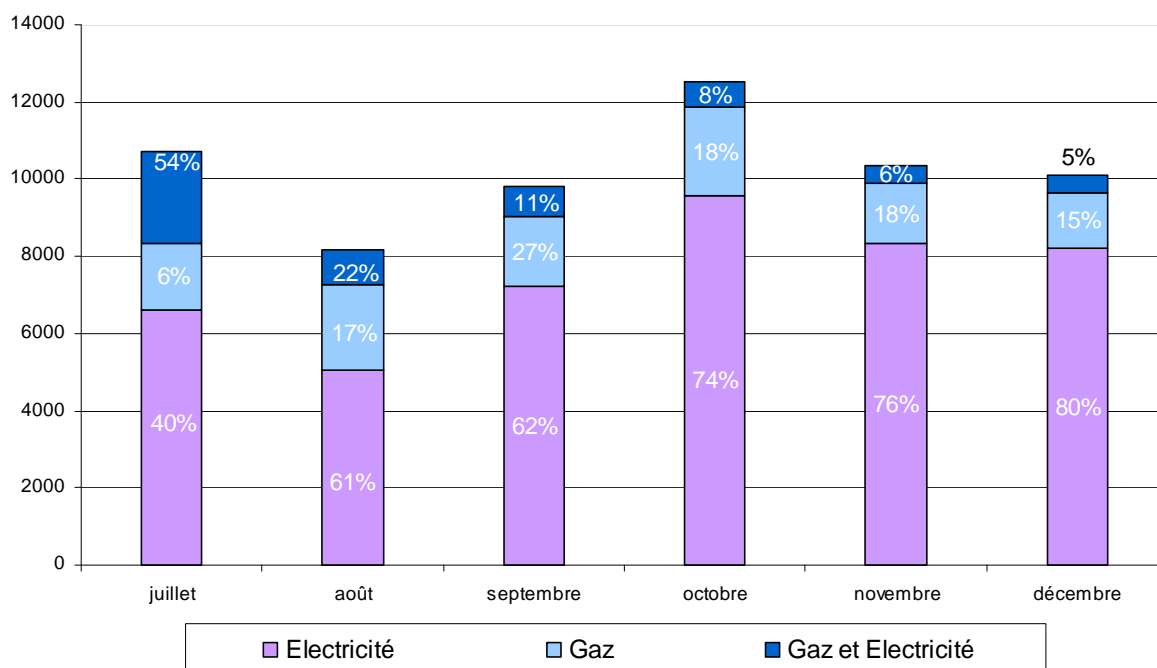
Les réclamations concernent 1,3 % des demandes de consommateurs reçues par le service Energie Info. Au 2^e semestre 2007, ce service a traité environ 2.700 réclamations.

- **Litiges entre un consommateur et un fournisseur.** La loi n'a pas confié à la CRE de compétence dans ce domaine. Lorsqu'elle répond à une telle réclamation, la CRE informe le consommateur sur ses démarches et sur ses droits, et peut l'orienter vers le médiateur national de l'énergie (instance de résolution amiable des litiges entre fournisseurs et consommateurs) ou bien la Direction de la concurrence, de la consommation et de la répression des fraudes du Ministère de l'économie (qui peut 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 traite les réclamations arrivées courant 2007.

- **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° 8 : ENERGIE CONCERNEE PAR LES QUESTIONS & RECLAMATIONS DE CONSOMMATEURS (ELECTRICITE / GAZ / ELECTRICITE & GAZ)

(périmètre : contacts 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

Bien qu'elle n'ait pas de pouvoir réglementaire en la matière, la CRE a consulté les acteurs du marché français quant à la reconduction des dispositifs français de *gas release* au-delà de leur date de fin, fixée au 31 décembre 2008.

Dans sa délibération du 22 novembre 2007, la CRE a préconisé la mise en place à brève échéance de nouveaux programmes par Gaz de France et Total dans les zones Sud et Sud-Ouest. Elle déplore que Gaz de France et Total n'aient pas souhaité mettre à nouveau en place des dispositifs de cession de gaz.

La CRE exerce une surveillance du marché de gros du gaz d'après le même fondement légal et selon les mêmes modalités que le marché de gros de l'électricité (voir partie III le fonctionnement du marché français de l'électricité, sous partie 3.1, p 45).

B. LA SURVEILLANCE DES MARCHES DE GROS

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 une mission de surveillance des marchés. Il prévoit 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 le Conseil 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, 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.

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 professionnels²¹, une liste d'informations précontractuelles et contractuelles a été définie par le législateur²². 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 aussi libre. Elle peut être longue si le client le souhaite et si le fournisseur fait une offre qui l'intéresse. 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 professionnels²³. 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

²¹ Consommant moins de 30 000 kilowattheures par an

²² Article 43 de la loi du 7 décembre 2006

²³ 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.

sont décrits de façon détaillée et le fournisseur doit indiquer au client le délai de préavis de résiliation de son contrat.

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 prévu la création d'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.

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 ;

*
* *

VI. Sécurité de l'approvisionnement

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

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

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

Pour le gaz, la CRE n'a aucune responsabilité en matière de sécurité des approvisionnements qui est l'apanage du gouvernement.

1 Electricité

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

1.1 La situation actuelle

A. LES PICS DE DEMANDE D'ÉLECTRICITÉ

Selon RTE, la consommation maximale en 2006 a été de 88 960 MW le 17 décembre 2007 vers 19h00, ce qui est aussi le record historique de consommation instantanée.

B. LE MIX ÉNERGETIQUE

Selon RTE, la puissance maximale installée en France s'élève à 108,3 GW. Ce chiffre n'inclut pas les capacités de production mises en arrêt définitif ou raccordées aux réseaux de distribution (7,6 GW). Le mix énergétique est le suivant :

TABLEAU N°12 : LE MIX ÉNERGETIQUE DE LA FRANCE

Filière	Energie produite en 2007	Variation 2006/2007	Part du mix énergétique
Nucléaire	418,6 TWh	- 2,4 %	76,8 %
Thermique classique	55 TWh	+ 1,9 %	10,1 %
Hydraulique	63,2 TWh	- 3,8 %	11,6 %
Autres énergies renouvelables	7,9 TWh	+ 43,6 %	1,5 %

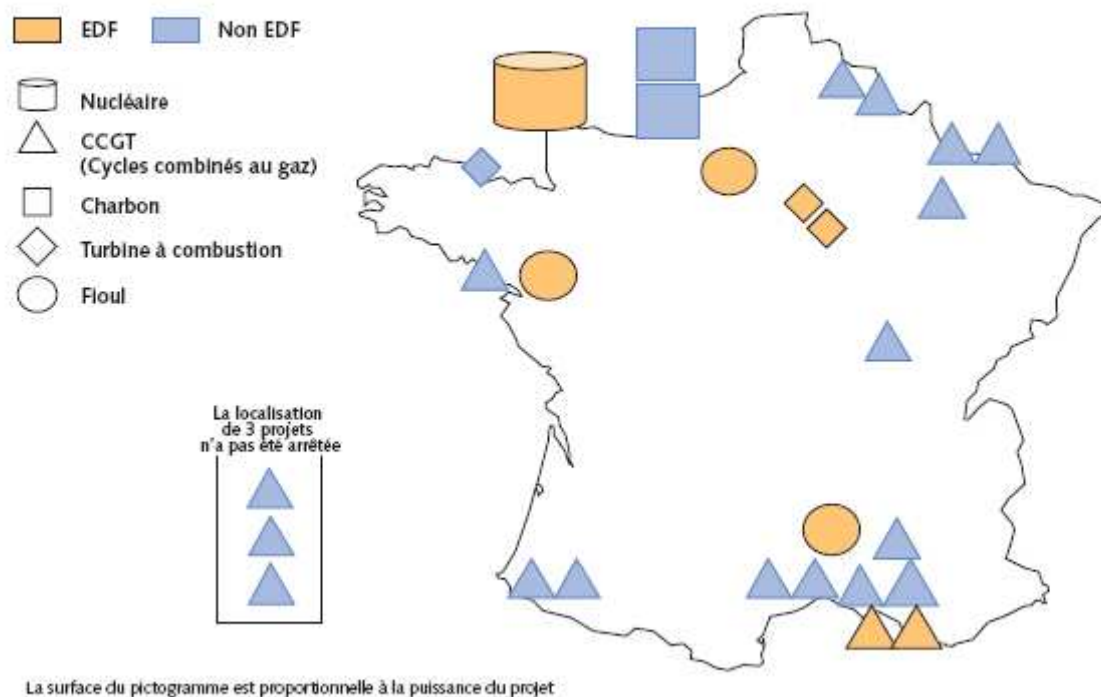
Source : données publiques RTE

Selon RTE, 770 MW de capacités de production éolienne ont été nouvellement raccordés au réseau en 2007, ainsi que 175 MW de capacités de production par cogénération).

C. LES INVESTISSEMENTS DANS LE SECTEUR DE LA PRODUCTION

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

FIGURE N° 9 : PROJETS DE CENTRALES DE PRODUCTION DE PLUS DE 100 MW ANNONCÉS EN FRANCE



Source : CRE

La figure ci-dessus présente les principaux projets de nouveaux moyens de production annoncés en France pour une mise en service au plus tard en 2012. Ils représentent une capacité totale de plus de 14 GW. Il s'agit pour la plupart des projets de turbines à cycles combinés au gaz (CCGT), mais des projets de centrales au charbon et au fioul sont également envisagés. Si l'aboutissement de certains projets est incertain, d'autres sont déjà en phase de réalisation. Plus de 9 GW sont portés par des opérateurs alternatifs, tous actifs sur le marché de détail : Endesa, Poweo, Gaz de France et Electrabel. Les projets des fournisseurs alternatifs sont des installations dites « de semi-base ».

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

« Le ministre chargé de l'énergie arrête et rend publique la programmation pluriannuelle des investissements de production qui fixe les objectifs en matière de répartition des capacités de production par source d'énergie primaire et, le cas échéant, par technique de production et par zone géographique. Cette programmation est établie de manière à laisser une place aux productions décentralisées, à la cogénération et aux technologies nouvelles. Cette programmation fait l'objet d'un rapport présenté au Parlement par le ministre chargé de l'énergie dans l'année suivant tout renouvellement de l'Assemblée nationale. [...]

Pour élaborer cette programmation, le ministre chargé de l'énergie s'appuie notamment sur le schéma de services collectifs de l'énergie et sur un bilan prévisionnel pluriannuel établi au moins tous les deux ans, sous le contrôle de l'État, par le gestionnaire du réseau public de transport. Ce bilan prend en compte les évolutions de la consommation, des capacités de transport, de distribution et des échanges avec les réseaux étrangers ».

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

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

- un appel d'offres portant sur une turbine à combustion de 40 MW en Martinique a conduit à l'autorisation d'exploiter d'une centrale à Bois-Rouge ;
- un appel d'offres concernant des installations de production d'électricité utilisant l'énergie issue de la biomasse et du biogaz a conduit à l'autorisation d'exploiter de 232 MW de capacité ;
- un appel d'offres concernant des installations éoliennes en mer a conduit à l'autorisation d'exploiter de 100 MW de capacité (500 MW étaient recherchés) ;
- un appel d'offres concernant des installations éoliennes à terre a conduit à l'autorisation d'exploiter de 278 MW de capacité (500 MW étaient recherchés) ;
- un appel d'offres portant sur des installations de production d'électricité utilisant l'énergie issue de la biomasse a été lancé en 2006. Il porte sur une capacité de 300 MW, 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 avant le 9 août 2007, date limite de remise des offres. Les résultats sont attendus en 2008.

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.

En application de la loi du 13 juillet 2005, qui donne une nouvelle définition des tarifs d'achat, le gouvernement a entrepris une révision de ces tarifs. Après avoir pris, en juillet

2006, des arrêtés fixant les nouveaux tarifs applicables aux installations utilisant l'énergie mécanique du vent, l'énergie radiative du soleil, l'énergie issue du biogaz et la géothermie, le ministre chargé de l'énergie a saisi la CRE pour avis, le 3 avril 2007, d'un projet d'arrêté modifiant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant, à titre principal, l'énergie dégagée par la combustion de matière non-fossile d'origine végétale. La CRE a rendu son avis le 3 mai 2007.

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

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

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

- Une analyse prévisionnelle de l'équilibre offre/demande pour les périodes estivale et hivernale est publiée en début de période étudiée. Les conclusions de ces analyses sont présentées sous la forme du niveau d'export admissible, au regard du critère de sécurité retenu²⁴, 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 étrangers²⁵ peuvent également remettre des offres sur le mécanisme d'ajustement s'ils le souhaitent.

Par ailleurs, RTE a signé avec des gestionnaires de réseaux de transport voisins²⁶ 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.

²⁴ 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

²⁵ Cette possibilité existe pour les acteurs intervenant sur les frontières avec l'Allemagne, l'Espagne, la Grande-Bretagne, l'Italie et la Suisse

²⁶ Elia, EnBW, National Grid, Swissgrid et Terna

RTE établit tous les deux ans un bilan prévisionnel pluriannuel de l'équilibre offre-demande. 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.

1.2 Les projets d'infrastructures

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

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

L'objectif actuellement poursuivi par les gestionnaires de réseau de transport est de porter la capacité à 2 600 MW, puis, dans un second temps, à 4 000 MW.

Une stratégie souterraine, en technique courant continu, étant désormais privilégiée par les pouvoirs publics, conformément à l'annonce faite par le Ministre d'Etat le 30 avril 2008, les études de réseau ont été approfondies par RTE et portent sur une liaison HVDC2 entre les postes 400 kV de Baixas et Santa Llogaia.

La date de mise en service du projet est aujourd'hui évaluée à 2014 pour un budget estimé, côté français, à 245 M€.

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

RTE et Terna ont finalisé les études de réseaux et de faisabilité menées dans le cadre d'un projet européen TEN. Grâce à quatre projets d'optimisation dont les dates de mise en service sont prévues entre 2012 et 2014, les gains estimés sur le bilan importateur italien (à partir d'une référence de 7 400 MW) s'élèvent entre 200 et 1300 MW selon la saison et l'heure de la journée. Les gains apportés par les renforcements restent limités par des congestions situées aux frontières France - Suisse et Italie - Suisse.

C. LE RENFORCEMENT DE L'INTERCONNEXION FRANCE - BELGIQUE

RTE et ELIA ont engagé le projet de renforcement de l'interconnexion 225 kV Moulaine - Aubange, par l'installation d'un second circuit, et le changement des conducteurs. Le gain attendu sur le bilan maximum importateur belge a été estimé à 400 MW, pour un coût de 9 M€.

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

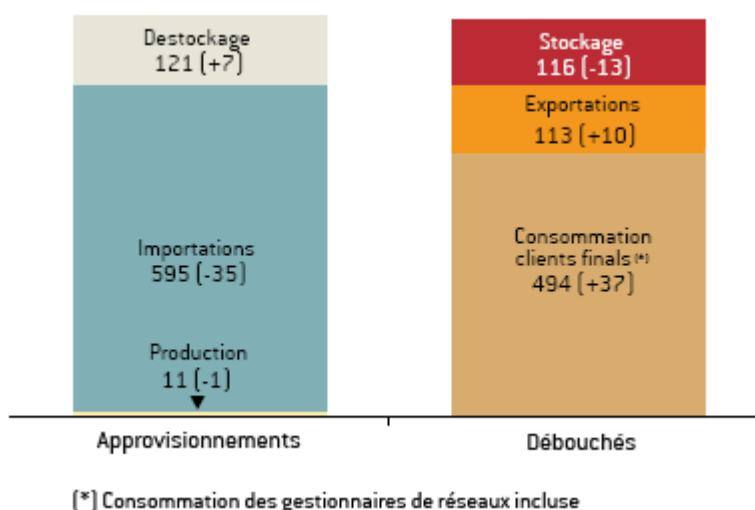
2.1 La situation actuelle

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, du Développement et de l'Aménagement durables.

L'approvisionnement gazier en France repose sur les importations (98% du gaz consommé) qui s'élevaient à 595 TWh²⁷ en 2007 (51.17 Mtep), en diminution de 35 TWh (3.01 Mtep) par rapport à 2006 (cf. figure n°10). La capacité d'importation totale en France est d'environ 70 G.m³/an.

FIGURE N° 10 : BILAN PHYSIQUE DU MARCHÉ FRANÇAIS EN 2007 EN COMPARAISON AVEC 2006 (TWh)

Source : CRE, d'après GRTgaz et TIGF



²⁷ 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.

Catégories		2007	2006	Evolution
Importations	<i>En TWh</i>	595	630	(35)
	<i>En Mtep</i>	51,17	54,18	(3,01)
Déstockage	<i>En TWh</i>	121	114	7
	<i>En Mtep</i>	10,41	9,81	0,60
Production	<i>En TWh</i>	11	12	(1)
	<i>En Mtep</i>	0,95	1,04	(0,09)
Stockage	<i>En TWh</i>	116	129	(13)
	<i>En Mtep</i>	9,98	11,1	(1,12)
Exportations	<i>En TWh</i>	113	103	10
	<i>En Mtep</i>	9,72	8,86	0,86
Consommation clients finals	<i>En TWh</i>	494	457	37
	<i>En Mtep</i>	42,48	39,3	3,18

Source : CRE, d'après GRTgaz et TIGF

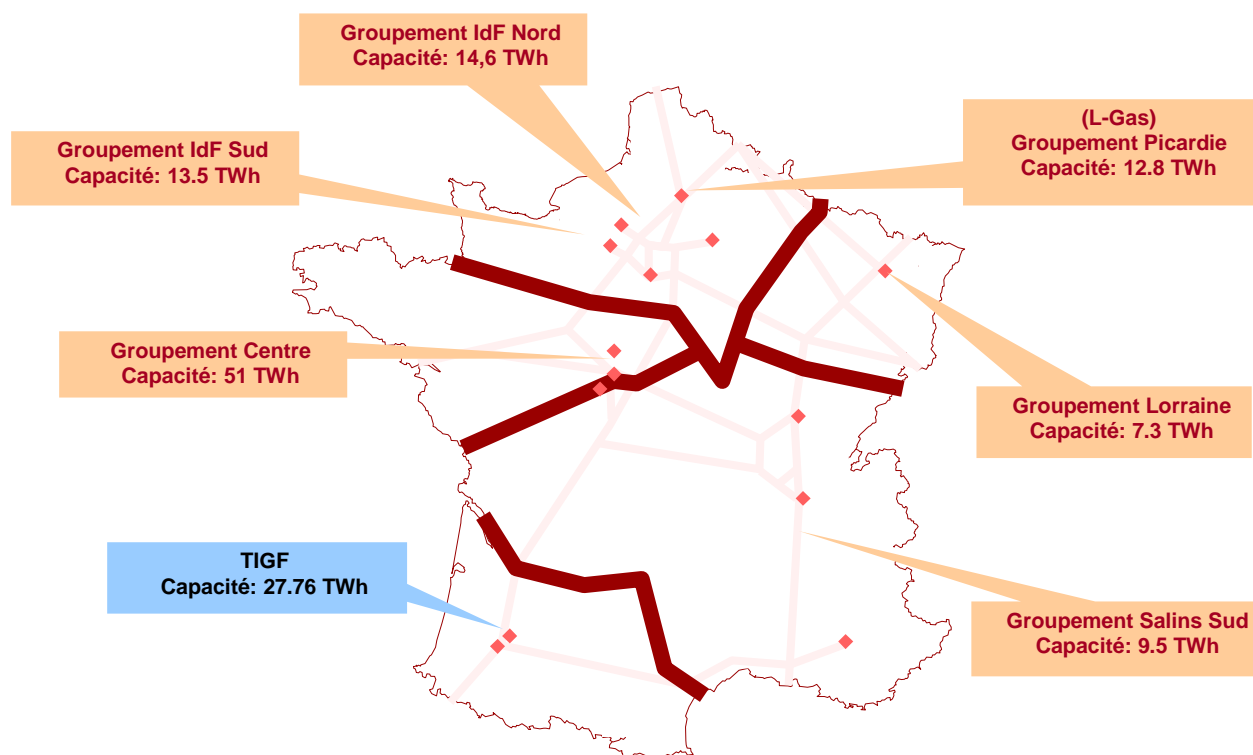
a. CAPACITE DE STOCKAGE

La capacité de stockage en France est de 136,5 TWh (11,74 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 (0,2 Mtep) par jour. Ces capacités de stockage se répartissent entre opérateurs de la façon suivante :

- 108,7 TWh (9,35 Mtep soit 80% de la capacité totale) pour la Direction des Grandes Infrastructures (DGI) de Gaz de France ;
- 27,8 TWh (2,39 Mtep soit 20% de la capacité totale) pour TIGF.

FIGURE N° 11 : 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	27,76	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° 12 : VOLUMES DE GAZ UTILE EN TWh DU 1^{ER} AVRIL 2006 AU 1^{ER} AVRIL 2008 TOUS OPERATEURS CONFONDUS (GDF DIRECTION DES GRANDES INFRASTRUCTURES ET TIGF)

Source : CRE

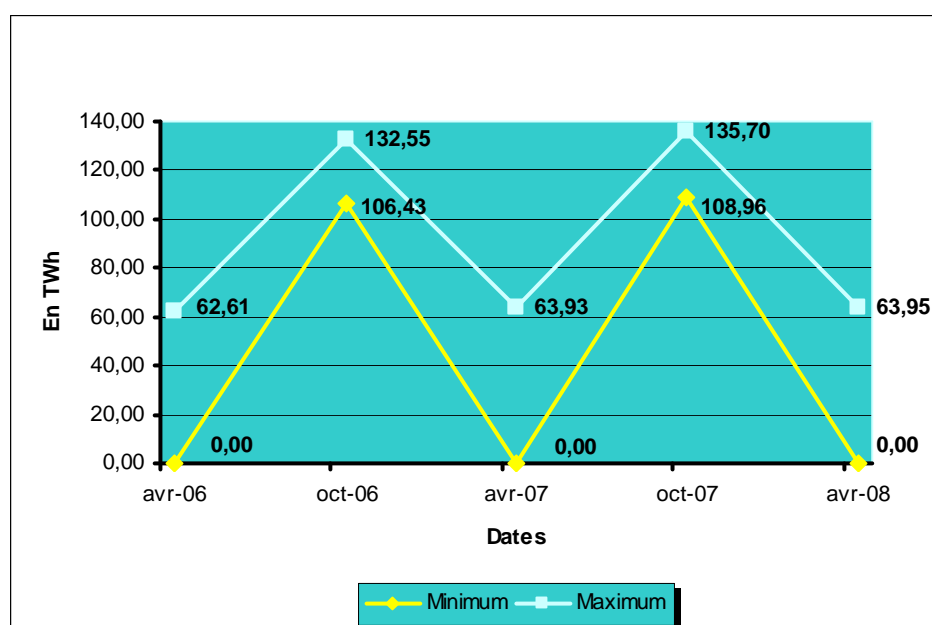


TABLEAU N°13 : VOLUMES DE GAZ UTILE EN % ET EN TWh DU 1^{ER} AVRIL 2006 AU 1^{ER} AVRIL 2008

Source : CRE

	1-avr.-06	1-oct.-06	1-avr.-07	1-oct.-07	1-avr.-08
mini en TWh	0,00	106,43	0,00	108,96	0,00
maxi en TWh	62,61	132,55	63,93	135,70	63,95
mini en Mtep	0,00	9,15	0,00	9,37	0,00
maxi en Mtep	5,38	11,40	5,50	11,67	5,50
mini en %	0,00%	80,30%	0,00%	80,32%	0,00%
maxi en %	47,23%	100,00%	47,13%	100,03%	46,82%
Quantité en stock en TWh	17,10	129,90	88,10	129,98	50,66
Quantité en stock en Mtep	1,47	11,17	7,58	11,18	4,36
Part du gaz en stock par rapport à la capacité totale *	12,9%	98,0%	64,9%	95,8%	37,1%

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

b. 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.

c. 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.

Les principaux projets figurant dans les programmes pluriannuels d'investissements des transporteurs sont les suivants :

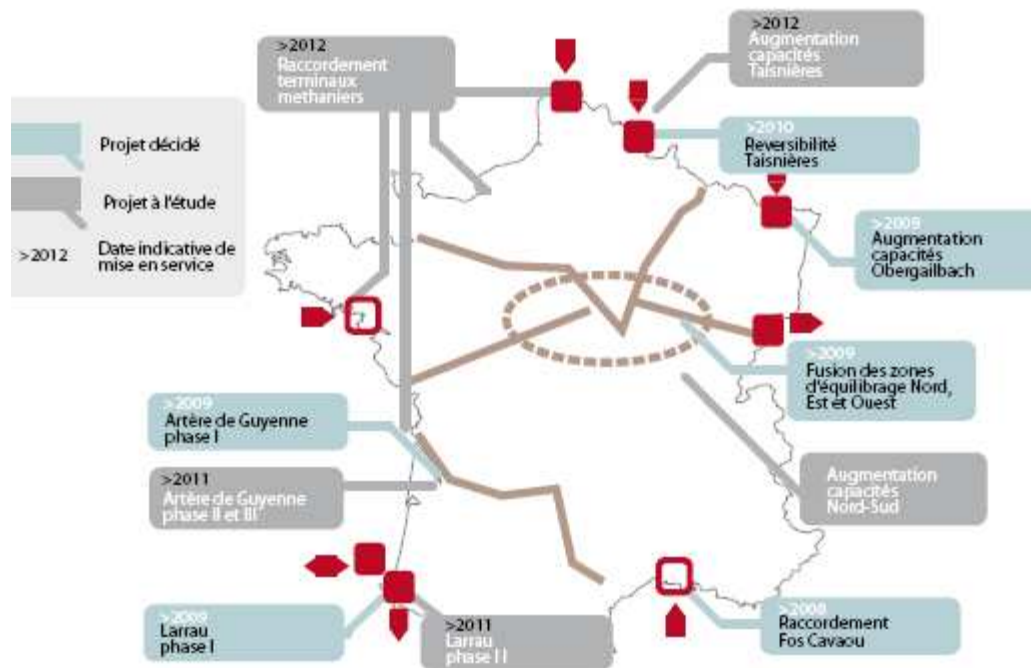
- Projet de fusion des zones d'équilibrage Nord, Est et Ouest ;
- Raccordement du terminal méthanier de Fos Cavaou et extension des capacités du terminal de Montoir ;
- Projets de création des terminaux méthaniers sur les sites de Dunkerque, d'Antifer, du Verdon et de Fos Faster ;

- Augmentation des capacités d'acheminement entre la zone Sud de GRTgaz et la zone TIGF (« artère de Guyenne » phase III), prévue pour 2011 ;
- Augmentation des capacités d'importation à Obergaibach ;
- Augmentation des capacités d'entrée à Taisnières prévue pour 2012 ;
- Développement des capacités d'interconnexion avec l'Espagne.

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 milliards d'euros d'investissements pour GRTgaz et 1 milliard d'euros pour TIGF.

FIGURE N° 13 : PRINCIPAUX PROJETS FIGURANT DANS LES PROGRAMMES D'INVESTISSEMENTS DE GRTGAZ ET TIGF

Source : CRE



B. EXEMPTION AU TITRE DE L'ARTICLE 22 DE LA DIRECTIVE 2003/55/CE

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. SUPPRESSION DES CONGESTIONS DANS LA ZONE NORD

GRTgaz a lancé un programme d'investissement visant à supprimer les congestions dans le nord de la France, afin de permettre la fusion des zones Ouest, Nord et Sud au 1^{er} janvier 2009 (« La Grande Zone Nord »). Ce programme d'investissement s'élève à 310 M€ et permettra la création d'une zone de marché de 350 TWh (environ 30,1 Mtep) de consommation annuelle, mettant en concurrence le gaz naturel originaire d'Europe du Nord, celui provenant de Russie et le GNL regazéifié à Montoir.

D. LE RACCORDEMENT DU TERMINAL METHANIER 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 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 2009.

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.

Le raccordement du nouveau terminal méthanier au réseau de transport de GRTgaz nécessite la réalisation d'une canalisation de transport entre le terminal et la station de compression de Saint-Martin-de-Crau (Bouches du Rhône) ainsi que son renforcement pour un montant total de 78 M€.

E. PROJET D'EXTENSION DU TERMINAL DE MONTOIR

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

- le maintien de la capacité annuelle actuelle du terminal (10 Gm³/an) au-delà de l'année 2021 (Ext. 0) ;
- la mise en service d'un regazéifieur, qui permettrait de porter la capacité du terminal de 10 Gm³/an à 12,5 Gm³/an, en 2011 (Ext. 1) ;
- la construction d'un quatrième réservoir, qui permettrait de porter la capacité du terminal à 16,5 Gm³/an, en 2014 (Ext. 2).

Le choix du scénario devait être arrêté en fonction de la réponse du marché, à l'issue de la procédure d'*open season*, pour laquelle Gaz de France avait lancé un appel à souscription le 27 décembre 2006. Les souscripteurs potentiels avaient jusqu'au 30 septembre 2007 pour exprimer leurs demandes engageantes.

Au terme de l'analyse des souscriptions, GDF a procédé à la validation de l'extension temporelle (Ext. 0. jusqu'en 2035) et à l'allocation des capacités. A l'issue de cette procédure, moins de 5% des capacités sont encore disponibles jusqu'en 2021.

F. PROJETS DE CREATION DE TERMINAUX METHANIERS

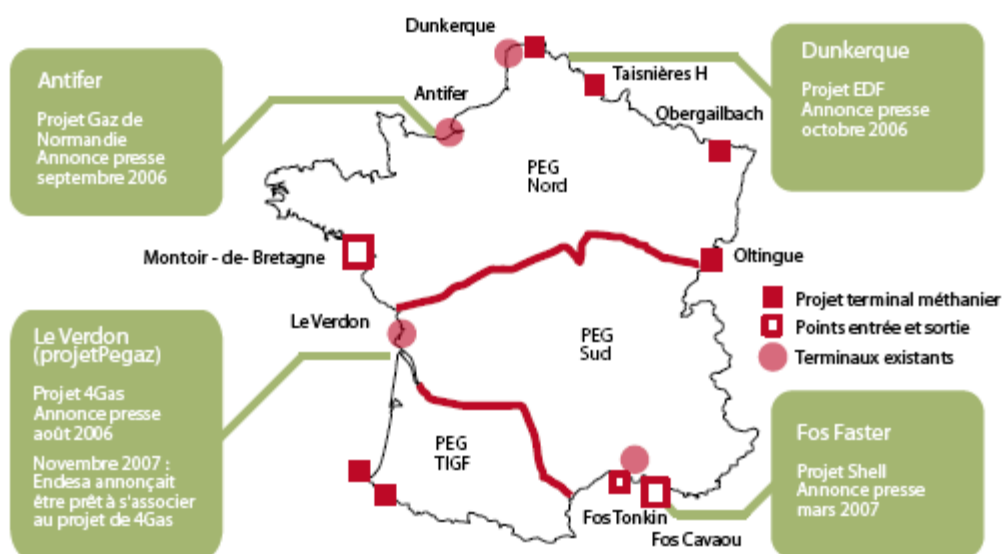
En dehors de l'augmentation des capacités des terminaux existants, la France compte quatre projets de développement de terminaux méthaniers :

- Dunkerque, annoncé pour une capacité de 6 à 12 Gm³/an avec une extension possible à 16 Gm³/an soit 350 GWh/j. Le maître d'ouvrage est Dunkerque LNG détenu à 100% par EDF. La décision finale d'investissement devrait intervenir fin 2009 pour une mise en service prévue en 2013 ;
- 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 34% par Poweo, à 24,5% par E.ON Ruhrgas, à 24,5% par Verbund et à 17% 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.

Les trois premiers projets ont fait l'objet d'une procédure de débat public qui s'est déroulée localement entre septembre et décembre 2007. A l'issue de ces procédures, les trois investisseurs ont publié leur décision de poursuivre leur projet en proposant des aménagements à la suite des recommandations de la Commission Nationale du Débat Public (CNDP).

FIGURE N° 14 : LES PROJETS DE NOUVEAUX TERMINAUX METHANIER EN FRANCE.

Source : CRE



G. 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 est en cours de réalisation. L'objectif est 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.

H. EXTENSION DES CAPACITÉS D'IMPORTATION A 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 Gaz de France, Deutschland Transport et E.ON Ruhrgas Gastransport.

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

- Une première étape portera les capacités annuelles fermes à 550 GWh/j (environ 47,3 Mtep/j) en décembre 2008 ;
- Une seconde étape portera les capacités annuelles fermes à 620 GWh/j (53,3 Mtep/j) en décembre 2009 auxquelles s'ajouteront 30GWh/j (2,6 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. Le développement au-delà de 2010 d'Obergailbach dépendra de la demande des expéditeurs.

I. L'OPEN SEASON FLUXYS / GRTGAZ

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 à partir du 1^{er} novembre 2011. Ces consultations ont été réalisées sous le contrôle des régulateurs des deux pays et ont suscité l'intérêt d'une quarantaine d'expéditeurs lors de la première phase non-engageante. La phase de remises des demandes engageantes, initialement prévue pour la fin 2007, a été repoussée *sine die* en raison d'un différend entre Fluxys et la CREG au sujet des tarifs de transit de gaz en Belgique.

J. LES INTERCONNEXIONS FRANCO-ESPAGNOLES (LARRAU ET BIRIATOU)

Le 6 février 2007, dans le cadre de l'initiative régionale sud de l'ERGEG, Enagas, GRTgaz et TIGF ont présenté un plan indicatif d'investissements permettant de développer les interconnexions entre la France et l'Espagne à l'horizon 2011-2012.

Ce plan indicatif, qui suppose la réalisation des phases II et III de l'artère de Guyenne, permettra de développer les échanges de gaz entre l'Espagne et la France. Le planning envisagé prévoit un développement coordonné des capacités d'importation depuis l'Espagne et des capacités de transport dans le sud de la France.

Enagas et TIGF prévoient le lancement d'une *open subscription period (OSP)* à l'automne 2008 pour la commercialisation, sur une durée de quatre ans à partir du 1^{er} novembre 2009, des capacités dont la réalisation a déjà été décidée.

Parallèlement, les transporteurs travaillent avec les régulateurs concernés sur les modalités d'attribution coordonnées, transparentes et non discriminatoires des capacités ainsi créées.

*

* *

VII . Questions relatives au service public

En application de l'article 3, paragraphe 9 de la directive électricité
En application de l'article 3, paragraphe 6 de la directive gaz

1 Résumé des dispositions applicables

1.1 pour la mise en œuvre d'un système d'étiquetage

L'article 5 du décret n° 2004-388 du 30 avril 2004 dispose que les fournisseurs sont tenus d'informer les consommateurs finals sur l'origine de l'électricité fournie. Cette information passe par la facture ou un document joint et les documents promotionnels qu'ils distribuent.

1.2 pour l'application des critères visés à l'annexe A 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.

Enfin, concernant le point relatif à la gratuité du changement de fournisseur, l'article 83 de la loi du 13 juillet 2005 prévoit, qu'en électricité, lorsqu'un client ayant déjà exercé ses droits à l'éligibilité change à nouveau de fournisseur, il est seul redevable des coûts générés par ce changement.

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

1.3 pour le traitement des clients vulnérables

Des dispositions sociales en vue de la protection des consommateurs vulnérables (exclusivement des clients particuliers et non des entreprises) ont été prises en application de 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. Les consommateurs en difficulté peuvent bénéficier d'un service de maintien de l'énergie (puissance souscrite minimum de 3 kVA) et d'une aide au paiement des factures en liaison avec les services sociaux, à travers le fonds de solidarité pour le logement, alimenté par EDF et les ELD. De plus, la loi du 5 mars 2007 dispose que les fournisseurs d'électricité et de gaz ne peuvent procéder, du 1er novembre de chaque année au 15 mars de l'année suivante, à des coupures en cas d'impayés pour les personnes bénéficiant ou ayant bénéficié, dans les douze derniers mois, d'une décision favorable d'attribution d'une aide du fonds de solidarité pour le logement.

Le décret n° 2004-325 du 8 avril 2004 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 à 100 kWh par mois et dépendant de la composition du foyer.

Une partie du coût supporté 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

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 applicable à la fourniture de gaz naturel. Cette disposition, qui permettra de bénéficier d'une réduction forfaitaire annuelle fonction de la composition du foyer et de sa consommation, doit être précisée par décret.

Les charges supportées par les opérateurs fournissant des clients à ce tarif sont compensées par une contribution payée par l'ensemble des fournisseurs de gaz. Les modalités du mécanisme de compensation doivent également être précisées par décret.

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 <u>qui vient d'être raccordé au réseau de gaz naturel</u>	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, sur avis de la CRE. En application de la loi du 10 février 2000 en électricité et la loi du 3 janvier 2003 en gaz, les tarifs doivent couvrir les coûts des fournisseurs, c'est-à-dire les coûts d'acheminement et les coûts de fourniture (approvisionnement et commercialisation/gestion clientèle).

En application de la loi du 7 décembre 2006, les clients ayant souscrit une offre de marché en électricité ont pu demander à leur fournisseur, entre le 5 janvier 2007 et le 1er juillet 2007, l'application du tarif réglementé transitoire d'ajustement de marché (TaRTAM).

Ce tarif s'applique de plein droit pour une durée maximale de deux ans à compter de la date à laquelle la demande est formulée. Il est égal au tarif réglementé de vente hors taxes majoré de 23 % pour les tarifs verts, 20 % pour les tarifs jaunes et 10 % pour les tarifs bleus²⁸.

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 une partie de la CSPE, et d'autre part, par les producteurs nucléaires et hydrauliques ayant une capacité de production supérieure à 2000 MW, soit EDF et la Compagnie Nationale du Rhône (CNR).

Au 31 décembre 2007, environ 3500 sites sont fournis au TaRTAM.

²⁸ Tarifs bleus : puissance souscrite $P \leq 36$ kVA – tarifs jaunes : $36 \text{ kVA} < P \leq 250$ 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.

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.

L'analyse de la CRE montre que la part fourniture des tarifs bleus en vigueur au 16 août 2007 permet de couvrir les charges du fournisseur EDF sur ce segment sur les années 2007 et 2008, avec une rentabilité raisonnable, calculée sur la base d'une estimation des capitaux engagés comptables.

Inversement, les tarifs verts en vigueur au 16 août 2007 ne permettent pas de dégager une rentabilité raisonnable, calculée sur la base d'une estimation des capitaux engagés comptables. La hausse à appliquer devrait être très supérieure à celle retenue. L'augmentation doit aussi être supérieure à 1,5% sur les tarifs jaunes ; celle des tarifs verts devant être plus élevée que celle des tarifs jaunes.

La loi n° 2000-108 du 10 février 2000 prévoit, dans son article 4, que les décisions sur les tarifs réglementés de vente d'électricité « sont prises par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie, sur avis de la Commission de régulation de l'énergie. »

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

Aucune périodicité d'évolution des tarifs n'est fixée.

2.2 Gaz

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

Ils intègrent sans les identifier :

- le coût d'approvisionnement en gaz ;
- le coût d'utilisation des réseaux de transport et de distribution (le cas échéant) ;

- le coût de la modulation (utilisation des stockages pour répondre à la saisonnalité des consommations) ;
- les frais de commercialisation.

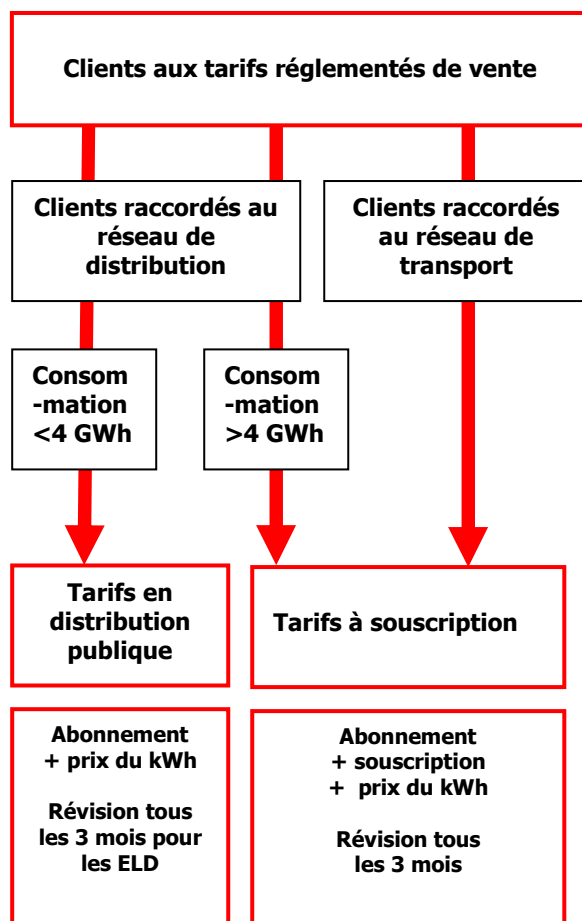
A. LES TARIFS A SOUSCRIPTION

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

B. LES TARIFS EN DISTRIBUTION PUBLIQUE

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

FIGURE N° 15 : TARIFS REGLEMENTES DE VENTE DE GAZ NATUREL



C. MODALITES D'ÉVOLUTION DES TARIFS

Aucun arrêté ne fixe le cadre des évolutions des tarifs réglementés de vente de Gaz de France.

En pratique, les tarifs réglementés de vente à souscription de Gaz de France évoluent tous les trois mois. Les tarifs de vente en distribution publique de Gaz de France n'ont pas évolué en 2007.

L'arrêté du 21 décembre 2007 fixe les évolutions des tarifs réglementés de vente des entreprises locales de distribution et de TEGAZ. Ces tarifs évoluent tous les trois mois.

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

*
* *