

Rapport d'activité
juin 2007



COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE

Sommaire

PARTIE I

Vers un marché unique européen de l'énergie

Synthèse	4
I. La naissance d'un marché unique européen de l'énergie	5
II. Les principales orientations communautaires	9
III. Les travaux communautaires	10
IV. L'organisation et la coordination des principaux régulateurs européens	12
V. Les activités européennes de la CRE	16

PARTIE II

L'action de la CRE au plan national

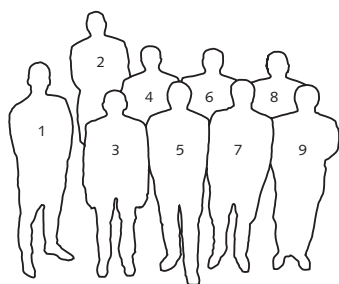
Synthèse	36
I. Les réseaux et infrastructures	37
II. Les marchés	43
III. Le service public de l'électricité et du gaz naturel	80

Annexes

Le fonctionnement de la CRE	134
Glossaire	135
Sigles	141
Unités et conversions	148
Index des encadrés, tableaux et figures	149
Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER)	150



Message



- | | |
|--|----------------------|
| 1. Éric Dyèvre | 6. Bruno Léchevin |
| 2. Jacques-André Troesch | 7. Maurice Méda |
| 3. Michel Lapeyre | 8. Jean-Paul Aghetti |
| 4. Emmanuel Rodriguez | 9. Pascal Lorot |
| 5. Philippe de Ladoucette
(Président) | |

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

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

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

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

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

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

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

La forte concentration des marchés français reste préoccupante, avec des fournisseurs historiques largement dominants. Cette situation ne profite ni aux opérateurs, ni aux consommateurs. La coexistence de tarifs réglementés, offerts indistinctement à l'ensemble des consommateurs, et de prix de marché ne permet pas de tracer de perspectives claires sur le développement concurrentiel des marchés. Cela est d'autant plus vrai que les tarifs réglementés sont soumis à une insécurité juridique car la Commission européenne a engagé une procédure contentieuse à l'égard de la France.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

→ Vers un marché unique européen de l'énergie

4

Synthèse	5
I. La naissance d'un marché unique européen de l'énergie	9
1. Les origines de l'Europe de l'énergie	9
2. L'émergence d'une politique européenne de l'énergie	10
II. Les principales orientations communautaires	10
1. La gouvernance européenne en matière d'énergie	10
2. Les principes directeurs du marché intérieur de l'énergie	11
III. Les travaux communautaires	12
1. Les rapports de la Commission européenne	12
2. Les initiatives régionales électricité et gaz	15
IV. L'organisation et la coordination des principaux régulateurs européens	16
1. L'organisation commune des régulateurs européens	16
2. Les relations de la CRE avec les instances communautaires	18
V. Les activités européennes de la CRE	19
1. L'intégration régionale des marchés gaziers	19
2. L'intégration régionale des marchés de l'électricité	24
3. L'exploitation du réseau interconnecté européen d'électricité et la sécurité d'alimentation	31
4. Les autres activités européennes de la CRE	34

La création du marché intérieur de l'énergie est la **pierre angulaire** de la politique énergétique européenne

Faciliter les échanges transfrontaliers est une **condition nécessaire** à la création d'un marché européen intégré

Les initiatives régionales constituent une **nouvelle approche** de la mise en place d'un marché intégré

Synthèse

L'Europe vient de fêter le 50^e anniversaire du Traité de Rome. Historiquement, les origines mêmes du projet communautaire sont étroitement associées aux enjeux de l'énergie. La création de la Communauté européenne du charbon et de l'acier (CECA) en 1952, puis l'entrée en vigueur du traité Euratom le 1^{er} janvier 1958 en même temps que le traité créant la Communauté économique européenne, en témoignent.

Pendant quelques trente-cinq années, l'énergie fut cependant absente des débats européens. Cette période a été marquée par la volonté des États membres de conserver leurs prérogatives dans les domaines du gaz et de l'électricité, accentuant ainsi les divergences entre leurs politiques énergétiques nationales. L'inégale répartition des sources d'énergie et d'approvisionnement entre États membres a également contribué à retarder la mise en œuvre d'une approche commune de l'énergie.

Celle-ci est donc relativement récente, au regard de l'histoire de la construction européenne : l'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz est un processus engagé depuis un peu plus d'une décennie, sur la base des orientations données par l'Acte unique européen en 1986.

L'émergence d'une politique européenne de l'énergie est désormais à l'ordre du jour. Elle s'inscrit dans un contexte renouvelé sous l'influence de plusieurs facteurs : la dépendance accrue à l'égard des importations et l'augmentation des prix de l'énergie, les défis liés au changement climatique, l'interdépendance accentuée des États membres de l'Union européenne en matière d'énergie.

Pour faire face à ces nouveaux enjeux, la Commission européenne, sur la base des orientations qu'elle a publiées le 10 janvier 2007 et du débat que ces dernières auront suscité, présentera un troisième « paquet législatif » au cours du deuxième semestre 2007.

I. Une large part de l'activité de la CRE procède du niveau européen

En l'absence d'une politique européenne de l'énergie *stricto sensu*, les textes européens relatifs aux marchés de l'électricité et du gaz se fondent sur les compétences de la Commission européenne en matière de marché intérieur, de concurrence et d'environnement pour lesquelles la prise de décision s'effectue à la majorité qualifiée.

1. Les grands principes du marché intérieur de l'électricité et du gaz

La création du marché intérieur de l'énergie constitue la pierre angulaire de la politique énergétique proposée par la Commission européenne qui se décline en trois grandes priorités, parfois difficiles

à concilier : compétitivité, sécurité d'approvisionnement et développement durable.

La directive européenne de 1996 fixant le cadre et les modalités d'ouverture du marché de l'électricité, complétée, dans le domaine du gaz, par la directive européenne de 1998, puis par les directives européennes du 26 juin 2003 concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et du gaz, ont posé les principes du marché intérieur de l'énergie.

Ces directives organisent l'ouverture du marché de l'énergie au niveau communautaire, en prévoyant : le libre choix du fournisseur pour les consommateurs, la liberté d'établissement pour les producteurs et un droit d'accès non discriminatoire, transparent et disponible au juste prix pour tous les utilisateurs des réseaux de distribution et de transport. Pour y parvenir, les directives ont rendu obligatoire l'indépendance des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution par rapport aux activités de production et de négoce des entreprises intégrées, sans toutefois imposer, à ce stade, la séparation de la propriété des réseaux. Les entreprises intégrées devaient séparer juridiquement les entités en charge des activités de gestion de réseaux (au 1^{er} juillet 2004 pour le transport et au 1^{er} juillet 2007 pour la distribution) et assurer à leurs responsables la maîtrise de la gestion quotidienne de leurs activités.

2. L'action de la CRE au niveau européen

Les directives de 2003 fixent, de manière détaillée, les rôles et les pouvoirs des régulateurs nationaux. Indépendantes des gouvernements ainsi que des entreprises des secteurs du gaz et de l'électricité, les autorités de régulation sont chargées d'assurer la non discrimination dans l'accès aux réseaux, une concurrence effective et un fonctionnement efficace du marché. Elles fixent et approuvent les conditions de raccordement et d'accès aux réseaux ainsi que les conditions d'équilibrage. Elles sont habilitées à traiter des différends en la matière. Elles s'assurent de la dissociation comptable des activités régulées au sein des entreprises intégrées.

L'action de la CRE au niveau communautaire s'exerce principalement au sein de deux instances, le CEER et l'ERGEG.

Le Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER – *Council of European Energy Regulators*), est une association créée en 2000, dont la CRE est l'un des membres fondateurs, qui regroupe les régulateurs des États membres ainsi que ceux de l'Islande et de la Norvège, membres de l'Espace économique européen (EEE).

Le Groupe des régulateurs européens de l'électricité et du gaz (ERGEG – *European Regulators' Group for Electricity and Gas*) a été mis en place en novembre 2003 par la Commission européenne. Il a pour mission de la conseiller et de l'appuyer dans son action de renforcement du marché intérieur. L'ERGEG constitue le pendant institutionnel du CEER auprès des institutions européennes.

Parmi les travaux de l'ERGEG, trois chantiers ont particulièrement mobilisé la CRE depuis juillet 2006 : le retour d'expérience des États membres en matière d'ouverture des marchés, l'enquête de l'ERGEG sur la panne européenne d'électricité du 4 novembre 2006 et les règles relatives aux investissements et aux modalités d'attribution des nouvelles capacités dans les infrastructures gazières.

La CRE entretient aussi des rapports réguliers avec les diverses institutions communautaires et participe à la coordination des positions françaises sur les sujets relevant de la régulation des marchés de l'électricité et du gaz.

3. Un bilan contrasté de la mise en place du marché intérieur de l'électricité et du gaz en Europe

La croissance économique et le bien-être des consommateurs dans l'Union européenne passent par des marchés de l'énergie qui fonctionnent bien et qui garantissent la sécurité de l'approvisionnement en énergie à des prix compétitifs. L'ouverture à la concurrence des marchés européens de l'électricité et du gaz et la création d'un marché unique européen de l'énergie s'inscrivent dans cette perspective.

Selon la Commission européenne, si des progrès ont été réalisés, les objectifs de l'ouverture du marché ne sont pas encore atteints. La Commission européenne a

ouvert une enquête sectorielle sur le fonctionnement des marchés européens de l'électricité et du gaz en juin 2005. Cette enquête visait à évaluer les conditions de concurrence sur ces marchés et à établir les causes des dysfonctionnements du marché.

Dans les conclusions de l'enquête, publiées le 10 janvier 2007, la Commission européenne a recensé les domaines où la concurrence n'est pas pleinement effective et dans lesquels il convient d'intervenir afin que l'ouverture des marchés puisse porter ses fruits :

- la concentration excessive du marché et la persistance d'obstacles pour les nouveaux entrants ;
- le verrouillage vertical du marché et la séparation insuffisante entre les activités de gestion des réseaux et les activités de production et de fourniture ;
- l'absence d'intégration du marché, marquée par les lacunes réglementaires pour les questions transfrontalières ;
- le manque de transparence en termes d'informations fiables et disponibles en temps réel sur les marchés.

II. Voies et moyens pour l'amélioration du marché intérieur européen

L'intégration des marchés de l'électricité et du gaz s'entend, selon une approche récente, à l'échelle des régions couvertes par les initiatives régionales dans les domaines du gaz et de l'électricité de l'ERGEG, puis à l'échelle de l'Union européenne.

Ces initiatives régionales, si elles constituent une étape utile de la réalisation d'un marché européen intégré de l'électricité et du gaz, ne doivent pas être un obstacle à son achèvement. C'est la raison pour laquelle la CRE considère que l'harmonisation des mécanismes de gestion des congestions et de convergence des organisations de marché entre les différentes régions concernées par ces initiatives est une priorité.

À ce titre, la participation de la France et de l'Allemagne à plusieurs initiatives régionales leur confère une responsabilité particulière dans la cohérence de celles-ci.

Les trois initiatives régionales du gaz et les sept initiatives régionales de l'électricité fonctionnent sur la base de groupes de travail spécialisés, réunissant les régulateurs et les gestionnaires d'infrastructures sur une zone géographique donnée. Les initiatives régionales constituent une nouvelle approche de l'intégration par des avancées graduelles en matière de gestion des interconnexions des réseaux.

1. Renforcer les interconnexions des réseaux

Dans le secteur de l'électricité, la CRE participe à quatre initiatives régionales sur les sept existantes. Elle a ainsi contribué avec les quatre autres régulateurs de la zone Centre-Ouest (Allemagne, Belgique, Luxembourg, Pays-Bas), à l'élaboration d'un plan d'action, publié en février 2007, pour les deux années à venir, en vue d'accélérer l'intégration régionale des marchés électriques.

La fluidité des échanges transfrontaliers peut être améliorée par la mise en place d'un couplage des marchés. Ce mécanisme permet d'utiliser de façon plus efficace la capacité quotidienne des interconnexions entre plusieurs réseaux nationaux, mais également de favoriser la convergence des prix du marché entre les différentes zones concernées. Le couplage des marchés de l'électricité belge, français et hollandais, lancé en novembre 2006, en est un exemple.

Le 6 juin 2007, les gouvernements, les régulateurs, les GRT, les opérateurs des marchés organisés de l'électricité et une association d'acteurs de marché (*North West Europe market parties platform*) de la zone Centre-Ouest ont signé un *memorandum of understanding* pour favoriser l'intégration des marchés nationaux de

l'électricité dans cette région. La CRE constate avec satisfaction le soutien politique apporté par les gouvernements au plan régional des régulateurs, en particulier en ce qui concerne le projet d'extension du couplage de marchés qui constitue l'une des priorités de ce plan d'action. La CRE se félicite également que les gouvernements aient repris à leur compte l'idée d'un plan d'investissements régional.

Dans le secteur du gaz, la CRE participe à deux initiatives régionales qui ont pour but de favoriser l'émergence de marchés régionaux en améliorant la transparence et en harmonisant des données publiées par les gestionnaires de réseaux de transport. Dans la région Nord-Ouest (Pays-Bas, nord de la France, Belgique, Irlande, Grande-Bretagne, Allemagne, Danemark, Suède, Irlande du nord), la CRE est en charge, avec le régulateur allemand, de l'amélioration des échanges de gaz aux interconnexions. Dans la région Sud (Espagne, France, Portugal), les gestionnaires de réseaux de transport de gaz espagnols et français sont incités à réaliser des investissements coordonnés et à promouvoir l'interopérabilité entre les réseaux. Dans cette perspective, ils ont présenté un programme d'investissements allant jusqu'à 2011.

2. La séparation patrimoniale en débat

Une condition nécessaire pour que l'accès au réseau soit effectivement non discriminatoire, transparent et disponible au juste prix, est que l'indépendance des gestionnaires des infrastructures soit garantie au regard des intérêts des producteurs ou des fournisseurs.

Pour améliorer les conditions d'exercice de la concurrence, la Commission européenne, avec le soutien du Parlement européen, propose de rendre plus effective la séparation entre activités régulées (les réseaux) et activités concurrentielles (la production et la fourniture), en mettant l'accent sur la séparation patrimoniale.

Se fondant sur le retour d'expérience français, la CRE estime qu'un renforcement du contrôle des gestionnaires de réseaux par les régulateurs, quel que soit le propriétaire des réseaux, pourrait répondre aux objectifs de la Commission européenne.

Quelles que soient les orientations qui seront retenues, la CRE souligne la nécessité de tenir compte des différences qui existent entre les réseaux de gaz et d'électricité, ainsi que de mieux contrôler l'indépendance des gestionnaires de réseaux vis-à-vis de leurs actionnaires, en particulier dans le domaine des investissements.

La Commission européenne fera des propositions dans le troisième « paquet énergie » au cours du deuxième semestre 2007.

3. L'amélioration de la coordination entre les gestionnaires de réseaux de transport d'électricité (GRT)

La coopération entre GRT est définie par les règles du Guide d'exploitation de l'Union pour la coordination du transport d'électricité (UCTE), qui visent à assurer la sécurité d'exploitation du réseau européen. Ces règles reposent sur des accords volontaires et limités, qui génèrent des interprétations différentes, incompatibles avec l'existence de réseaux nationaux interconnectés.

L'analyse de la panne d'électricité du 4 novembre 2006 a confirmé les insuffisances déjà soulignées lors du *black-out* en Italie de septembre 2003. Les rapports d'enquête de la CRE et de l'ERGEG proposent la mise en place de règles détaillées et juridiquement contraignantes pour les GRT définies au niveau européen, ainsi qu'une coordination européenne du fonctionnement des réseaux. L'application des règles devra faire l'objet d'un contrôle par les régulateurs.

4. Un renforcement du pouvoir des régulateurs

Le renforcement du pouvoir des régulateurs doit s'entendre à l'échelle européenne d'une part, et au sein de chaque État membre, d'autre part.

À l'échelle européenne, le respect des obligations qui s'imposent aux gestionnaires de réseaux suppose un contrôle efficace par des régulateurs indépendants. Ce contrôle doit s'exercer sur les interconnexions et les échanges transfrontaliers d'énergie qui sont des instruments importants de la sécurité d'approvisionnement en électricité en Europe.

Le Conseil européen des 8 et 9 mars 2007 a recommandé « la mise au point d'un mécanisme indépendant permettant aux régulateurs nationaux de coopérer et de prendre des décisions sur des questions transfrontalières importantes ». La CRE soutient cette option, dite « ERGEG + ».

Au sein des États membres, et comme le souligne la Commission européenne dans ses orientations du 10 janvier 2007, la priorité est l'harmonisation des pouvoirs et du niveau d'indépendance des régulateurs. Une application complète des textes communautaires par chaque État membre permettrait d'y remédier.

I. La naissance d'un marché unique européen de l'énergie

1. Les origines de l'Europe de l'énergie

L'énergie est aujourd'hui au premier plan des préoccupations de l'Union européenne. C'est l'un des sujets mentionnés dans la brève déclaration publiée à l'occasion des 50 ans de l'Europe en mars 2007 : « Nous avons la ferme intention de progresser ensemble dans le domaine de la politique énergétique et de la protection du climat... ». Il s'agit là d'une évolution importante car, si l'Europe n'a jamais négligé ce secteur essentiel de l'économie, l'énergie ne fait toujours pas l'objet d'une politique communautaire en tant que telle.

Pourtant, les origines mêmes du projet communautaire sont étroitement liées au domaine de l'énergie. La création de la Communauté européenne du charbon et de l'acier (CECA) en 1952, concernant deux secteurs directement liés aux efforts de guerre, en témoigne. Le traité CECA a placé les productions allemande et française de charbon et d'acier sous la responsabilité d'une haute autorité appuyée par un conseil des ministres, une assemblée et une cour de justice qui sont à l'origine des institutions communautaires actuelles.

Dès juin 1955, les ministres des affaires étrangères des six États fondateurs, réunis à Messine, avaient esquissé les « lignes générales d'une politique d'ensemble » où l'énergie occuperait une place remarquable.

Les déclarations conclusives de cette conférence, qui devait avant tout relancer l'Europe et préparer la création de la Communauté économique européenne, restent étonnamment d'actualité en matière de politique de l'énergie. Elles affirmaient, en effet, que « sera entreprise l'étude en commun de plans de développement axés sur l'établissement d'un réseau européen [...] de lignes électrifiées » et que « toutes les dispositions devront être prises pour développer les échanges de gaz et de courant électrique propres à augmenter la rentabilité des investissements et à réduire le coût des fournitures. » Le même document précisait également que

« des méthodes seront étudiées pour coordonner les perspectives communes de développement de la production et de la consommation d'énergie et pour dresser les lignes générales d'une politique d'ensemble. »

Le traité Euratom, entré en vigueur le 1^{er} janvier 1958, en même temps que le traité créant la Communauté économique européenne (CEE), devait permettre de développer la recherche et la diffusion des connaissances techniques dans le domaine de l'énergie nucléaire, de contribuer au développement des industries nucléaires européennes, de faire profiter tous les États membres du développement de l'énergie atomique (accès de tous les États membres aux matières premières provenant de pays tiers), d'assurer la sécurité d'approvisionnement.

Le traité CECA a expiré en 2002 et n'a pas été renouvelé. En dépit du traité Euratom, l'énergie nucléaire a été largement maintenue dans le champ des politiques publiques nationales. Pendant près de trente années, l'énergie fut largement absente des débats européens, les États membres, dont les ressources et approvisionnements sont très hétérogènes, ayant souhaité conserver toute leur liberté dans ce domaine.

L'approche commune de l'énergie est donc récente au regard de l'histoire de la construction européenne. Il faut en effet attendre les années 1980 pour voir se développer un débat sur l'intérêt d'ouvrir à la concurrence les marchés de l'électricité et du gaz.

Les premières directives relatives au marché intérieur de l'énergie ont été adoptées en 1996 pour l'électricité, et en 1998 pour le gaz. Lors du Conseil européen de Lisbonne de 2000, la Commission européenne a proposé d'accélérer le rythme d'intégration des marchés et de permettre, dès 2005, à l'ensemble des consommateurs européens de bénéficier de marchés totalement ouverts, fonctionnant bien et garantissant la sécurité de l'approvisionnement en énergie à des prix concurrentiels. Cette relance a abouti aux directives de juin 2003, qui ont fait progresser le cadre réglementaire du marché intérieur de l'énergie

et retenu le 1^{er} juillet 2007 comme date butoir pour l'ouverture des marchés. Toutefois, comme le constate la Commission européenne, les conditions du fonctionnement du marché intérieur de l'électricité et du gaz ne sont pas encore pleinement remplies.

2. L'émergence d'une politique européenne de l'énergie

Le retour au premier plan d'un projet de politique européenne de l'énergie s'inscrit dans un contexte renouvelé sous l'influence de plusieurs facteurs : la dépendance croissante à l'égard des importations, concernant en particulier les hydrocarbures, et l'augmentation des prix de l'énergie ; les défis du changement climatique, qui impliquent une forte diminution des émissions de CO₂ au cours des prochaines années ; l'interdépendance accrue des États membres de l'Union européenne.

La logique d'une telle politique a été remise à l'ordre du jour lors du sommet européen informel de Hampton Court en octobre 2005, au cours duquel les chefs d'État et de gouvernement ont demandé à la Commission européenne de formuler des propositions dans ce domaine. Le Livre vert sur « Une stratégie européenne pour une énergie sûre, compétitive et durable » présenté en mars 2006 répond à cette

demande. Il vise à favoriser l'essor d'une Europe de l'énergie forte sur le plan intérieur comme au niveau international. Il s'agit de permettre à l'Europe de répondre aux défis énergétiques et à leurs conséquences en termes de compétitivité, de sécurité d'approvisionnement et d'impact sur l'environnement par l'amélioration du marché intérieur, les progrès en matière d'efficacité énergétique ainsi que la recherche et la politique extérieure.

À la suite de cette première phase de consultation, la Commission européenne a publié, le 10 janvier 2007, un important ensemble de documents, dont une communication intitulée « Une politique de l'énergie pour l'Europe » qui propose l'établissement d'une politique commune en matière d'énergie, étroitement liée à la lutte contre le changement climatique. L'achèvement du marché intérieur de l'électricité et du gaz est l'un des outils préconisés pour y parvenir. Sur la base de ces propositions et du débat qu'elles auront suscité, la Commission européenne proposera un troisième « paquet législatif » au cours du deuxième semestre 2007.

Dans un discours prononcé le 29 mars 2007, le Président de la Commission européenne, M. Barroso, a souligné l'importance de cette démarche en déclarant que la politique énergétique et environnementale constituait désormais l'une des priorités de l'Union européenne.

II. Les principales orientations communautaires

1. La gouvernance européenne en matière d'énergie

Les modalités actuelles de la gouvernance européenne sur les sujets énergétiques reflètent les difficultés des États membres à joindre leurs efforts.

En l'absence de politique européenne de l'énergie *stricto sensu*, la Commission européenne n'a pas de compétence directe en la matière. Tout au plus, l'article 3 du traité instituant la communauté européenne (TCE) prévoit que « l'action de la Communauté comporte, dans les conditions et selon les rythmes prévus par le présent traité [...] des mesures dans les domaines de l'énergie, de la protection civile et du tourisme ». Toute décision importante suppose donc l'unanimité des États membres en vertu des dispositions de l'article 308 du TCE.

Dans les faits, la Commission européenne a, néanmoins, étendu son pouvoir d'initiative dans le domaine de l'énergie sur la base de ses compétences exclusives

en matière de marché intérieur (art. 14 TCE), de concurrence (art. 81 et 82 TCE) et d'environnement (art. 174 TCE), domaines pour lesquels la prise de décision s'effectue à la majorité qualifiée.

La mise en place progressive du marché intérieur de l'électricité et du gaz, sur la base d'une prise de décision à la majorité qualifiée, s'inscrit dans le cadre plus large de la réalisation du marché unique européen, lancé en 1993, et qui vise la libre circulation de l'ensemble des biens, des services, des personnes et des capitaux au sein de l'Union européenne.

Pour mémoire, le projet de traité établissant une Constitution pour l'Europe prévoyait, en 2004, une base juridique nouvelle pour la politique de l'énergie, qui figurait dans la catégorie des « compétences partagées » (article I-14). Une reprise de cette disposition serait susceptible de conditionner la mise en place d'une politique européenne ambitieuse en matière d'énergie.

2. Les principes directeurs du marché intérieur de l'énergie

La création du marché intérieur de l'énergie constitue la pierre angulaire de la politique énergétique européenne qui se décline au travers de trois grandes priorités parfois difficiles à concilier : compétitivité, sécurité d'approvisionnement et développement durable.

Les directives européennes du 26 juin 2003 concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et du gaz qui ont remplacé les directives de 1996 et 1998 fixant respectivement le cadre et les modalités d'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz, ont posé les principes du marché intérieur de l'énergie.

Ces directives organisent l'ouverture du marché de l'énergie au niveau communautaire, en prévoyant : le libre choix du fournisseur pour les consommateurs, la liberté d'établissement pour les producteurs, et le droit d'accès dans des conditions objectives, transparentes et non discriminatoires pour tous les utilisateurs des réseaux de distribution et de transport. Pour y parvenir, les directives ont rendu obligatoire l'indépendance des gestionnaires des réseaux de transport et de distribution ainsi que des infrastructures de stockage de gaz et de gaz naturel liquéfié (GNL) à l'égard des activités de production et de négoce des entreprises intégrées, sans toutefois imposer à ce stade la séparation de la propriété des réseaux. Les entreprises intégrées peuvent conserver l'essentiel de leurs droits patrimoniaux, mais elles doivent séparer juridiquement les entités en charge des activités de gestion de réseaux (depuis le 1^{er} juillet 2004 pour le transport et depuis le 1^{er} juillet 2007 pour la distribution) et assurer à leurs responsables la maîtrise de la gestion quotidienne de leurs activités.

De plus, ces deux directives insistent sur la nécessaire indépendance des gestionnaires de réseaux qui doit être garantie, en particulier au regard des intérêts des producteurs, des consommateurs et des fournisseurs.

Les considérants 7 de la directive 2003/54/CE (électricité) et 8 de la directive 2003/55/CE (gaz) énoncent que l'accès non discriminatoire aux réseaux de transport ou de distribution revêt une importance primordiale pour l'achèvement des marchés intérieurs de l'électricité et du gaz. Ces directives précisent que :

« [...] afin d'assurer l'accès au réseau dans des conditions efficaces et non discriminatoires, il convient que les réseaux de transport et de distribution soient exploités par l'intermédiaire d'entités distinctes sur le plan juridique lorsque les entreprises sont verticalement intégrées [...] que les gestionnaires de réseau de transport et de distribution disposent de droits effectifs de prise de décision en ce qui concerne les actifs nécessaires pour entretenir, exploiter et développer les réseaux lorsque les actifs en question sont la propriété d'entreprises verticalement intégrées et sont exploités par celles-ci ».

En vertu des directives de juin 2003, une régulation efficace, assurée par une ou plusieurs autorités de régulation nationales, constitue un élément important pour garantir l'existence de conditions d'accès au réseau non discriminatoires. En application de ce principe, elles prévoient que :

« [...] les États membres précisent les fonctions, compétences et pouvoirs administratifs des autorités de régulation. Il est important que les autorités de régulation dans tous les États membres partagent le même ensemble minimal de compétences. Les compétences de ces autorités de régulation nationales devraient comprendre la fixation ou l'approbation des tarifs ou, au moins, des méthodes de calcul des tarifs de transport et de distribution ».

Encadré 1 : Principales dispositions des directives électricité (2003/54/CE) et gaz (2003/55/CE) harmonisant le rôle et le pouvoir des régulateurs nationaux

L'existence d'une régulation assurée par une ou plusieurs autorités de régulation nationales constitue un élément important pour garantir l'existence de conditions d'accès au réseau non discriminatoires, assurer une concurrence effective et un fonctionnement du marché efficace (considérants 15 de la directive électricité et 13 de la directive gaz)

Les compétences minimales des autorités de régulation sont décrites aux articles 23 et 25 des directives électricité et gaz. Elles doivent :

- assurer la gestion des interconnexions et leurs possibles congestions,
- superviser la manière dont les gestionnaires de réseaux remplissent leur mission,
- évaluer le niveau de transparence et de concurrence sur les marchés ;
- s'assurer de la publication par les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution d'informations appropriées

concernant les interconnexions, l'utilisation du réseau et l'allocation des capacités aux parties intéressées.

Les autorités de régulation sont également chargées de fixer ou d'approuver :

- les conditions de raccordement et d'accès aux réseaux, y compris les tarifs de transport et de distribution,
- les conditions d'équilibrage.

Elles sont habilitées à demander que les gestionnaires de réseau de transport et de distribution modifient au besoin les conditions et les tarifs d'accès pour faire en sorte que ceux-ci soient proportionnés et appliqués de manière non discriminatoire.

Elles disposent de compétences pour traiter des différends en la matière.

Elles doivent également s'assurer de la dissociation comptable des activités régulées au sein des entreprises intégrées.

III. Les travaux communautaires

1. Les rapports de la Commission européenne

La communication de la Commission européenne a ouvert un débat qui devrait aboutir à l'automne 2007 à des propositions de directives, destinées notamment à compléter et à améliorer celles de juin 2003 fixant des règles communes pour les marchés intérieurs de l'électricité et du gaz. La Commission européenne insiste également sur la nécessité d'une politique extérieure commune de l'Union européenne en matière énergétique.

Simultanément, la Commission européenne a présenté les conclusions des enquêtes sectorielles menées sur les marchés de l'électricité et du gaz qu'elle avait lancées en juin 2005.

La présidence allemande de l'Union européenne a organisé des discussions entre États membres, ce qui a permis au conseil des ministres en charge de l'énergie de formuler un avis sur ces propositions et d'ouvrir la voie à un débat lors du Conseil européen des 8 et 9 mars 2007. La majeure partie des propositions a été acceptée et validée par les chefs d'État et de gouvernement. C'est le cas des objectifs contraignants d'une limitation de 20% des émissions de gaz à effet de serre et d'une part minimale de 20% de la consommation couverte par des énergies renouvelables. En revanche certains points, comme la place du nucléaire et le mode de séparation des

réseaux de transport des entreprises intégrées, n'ont pas fait l'objet de conclusions définitives de la part des chefs d'État et de gouvernement, ce qui laisse à la Commission européenne toute latitude pour rédiger ses propositions de directives.

Ces conclusions du Conseil européen représentent une évolution majeure de l'Union européenne vers une politique énergétique commune désormais étroitement liée à une politique environnementale.

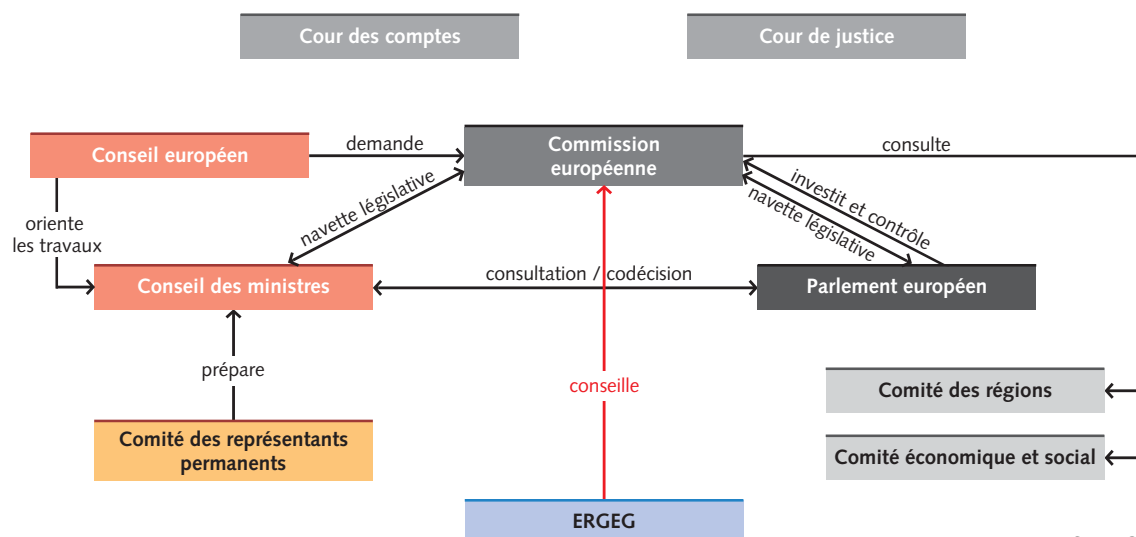
1.1. Les principaux éléments des documents publiés par la Commission européenne le 10 janvier 2007

1.1.1. Le rapport sur la mise en œuvre du marché intérieur de l'électricité et du gaz

La Commission européenne constate qu'en dépit des progrès accomplis, l'achèvement du marché intérieur est loin d'être atteint. En conséquence, elle propose différentes mesures qui pourraient être prises afin d'en améliorer le fonctionnement et de favoriser les investissements :

- une séparation plus nette entre la production, le transport et la distribution d'énergie. Deux options sont proposées :
 - le recours à un gestionnaire de réseau indépendant (ISO) : la compagnie verticalement intégrée reste propriétaire des actifs du réseau et elle per-

Figure 1: Organisation des instances européennes



Source: CRE

- çoit une rémunération réglementée sur ces actifs, mais n'en assure pas l'exploitation, l'entretien et le développement. Ce système est généralement considéré comme complexe à maîtriser,
- la séparation de propriété: les activités régulées, les entreprises de réseaux et les entreprises de distribution et de production sont totalement séparées au plan patrimonial. Cette option a la faveur de la Commission européenne;
 - une coordination plus efficace de l'action des régulateurs. Provisoirement baptisée « ERGEG + », une nouvelle entité disposerait du pouvoir d'adopter des décisions contraignantes pour les régulateurs et les acteurs du marché en ce qui concerne les échanges transfrontaliers et la gestion des réseaux européens (cf. p. 17);
 - une amélioration de la transparence des informations fournies par les GRT dans les secteurs du gaz et de l'électricité;
 - une meilleure coordination entre les gestionnaires de réseaux de transport;
 - la mise en place de normes minimales communes, contraignantes en matière de sécurité des réseaux.

Comme annoncé dans son rapport annuel sur l'état d'avancement de la création du marché intérieur de l'électricité et du gaz publié en novembre 2005, la Commission européenne a procédé en 2006 à « un examen détaillé, pays par pays, de l'application effective des mesures législatives et réglementaires, y compris des mesures nationales complémentaires ».

S'agissant de la France, la Commission européenne souligne l'insuffisante indépendance des réseaux, surtout dans la distribution. Elle constate un degré insuffisant d'ouverture des marchés (« largement théorique ») et un manque de transparence. Elle critique également le maintien généralisé de tarifs de détail réglementés qui ne devraient s'appliquer qu'à une catégorie bien définie de consommateurs.

1.1.2. La présentation du rapport final de l'enquête sectorielle sur les marchés de l'énergie

À la suite de plaintes d'acteurs, la Direction générale Concurrence a ouvert, en juin 2005, une enquête sectorielle dans les domaines du gaz et de l'électricité, consacrée au fonctionnement des marchés de gros et à la manière dont s'établissent les prix.

Dans son rapport final, la Commission européenne estime que les consommateurs pâtissent du développement insuffisant du marché intérieur. Les princi-

aux problèmes constatés en matière de concurrence sont les suivants :

- le degré élevé de concentration du marché;
- l'intégration verticale de l'offre, de la production et de l'infrastructure qui empêche un accès équitable aux infrastructures;
- l'insuffisante intégration des marchés qui restent nationaux;
- le manque de transparence;
- des mécanismes de formation des prix peu clairs et la persistance de tarifs réglementés;
- des mécanismes d'équilibrage qui favorisent les opérateurs historiques;
- des marchés de détail encore trop peu compétitifs.

La Commission européenne propose, en conséquence, des mesures pour lever ces obstacles : la mise en œuvre d'actions procédurales dans des cas individuels (ententes, concentration, aides d'État), et l'amélioration du cadre réglementaire existant (renforcement des dispositions existantes régissant les marchés de l'électricité et du gaz), confortant ainsi les propositions contenues dans le rapport sur le marché intérieur, comme la séparation de propriété des réseaux.

1.1.3. Le plan relatif aux interconnexions prioritaires dans les réseaux électriques et gaziers des États membres

La Commission européenne propose la désignation de coordinateurs européens chargés de suivre quatre grands projets :

- la liaison à grande puissance entre l'Allemagne, la Pologne et la Lituanie;
- les liaisons avec les parcs d'éoliennes en mer en Europe septentrionale;
- l'interconnexion électrique France/Espagne;
- le gazoduc Nabucco (acheminement du gaz provenant de la mer Caspienne jusqu'en Europe Centrale).

Elle propose également de renforcer la coopération entre GRT qui surveilleront et analyseront la planification du développement des infrastructures.

1.1.4. Une politique extérieure commune de l'énergie

La Commission européenne estime que l'Union européenne ne peut pas réaliser à elle seule ses objectifs en matière d'énergie et de changement climatique. Il est nécessaire de collaborer avec les pays développés et en développement ainsi qu'avec les consommateurs et les producteurs d'énergie. L'Union

européenne doit établir des mécanismes de solidarité efficaces et développer une politique énergétique externe commune afin de davantage parler d'une seule voix avec les pays tiers.

Après la création d'un réseau de correspondants pour la sécurité énergétique, la Commission européenne propose une série de mesures visant à créer une politique énergétique externe efficace.

- le renforcement des accords internationaux existants (régime de l'après Kyoto en matière de changement climatique, extension du mécanisme des échanges de quotas d'émissions aux partenaires mondiaux);
- le développement des relations énergétiques avec les pays limitrophes de l'Union Européenne (extension du traité instituant la Communauté de l'énergie à la Moldavie, la Norvège, la Turquie et l'Ukraine);
- la poursuite du dialogue et des relations avec les principaux producteurs d'énergie et les pays de transit (nouvel accord cadre avec la Russie);
- la rédaction d'un accord international sur l'efficacité énergétique.

La Commission propose également de développer un partenariat Afrique-Europe. Le dialogue devra porter sur la sécurité d'approvisionnement, le transfert de technologies dans les énergies renouvelables, l'exploitation durable des ressources et la transparence des marchés.

1.1.5. La promotion d'une production électrique plus respectueuse de l'environnement à partir des combustibles fossiles

La Commission européenne souhaite la mise en œuvre de technologies plus propres d'utilisation du charbon. Un délai sera fixé pour l'installation de dispositifs de captage et de stockage du CO₂ dans des centrales au charbon et au gaz.

Est également prévue la construction et l'exploitation, d'ici 2012, d'une douzaine de projets de démonstration à grande échelle de technologies permettant l'utilisation durable de combustibles fossiles pour la production d'électricité dans l'Union européenne.

1.1.6. La promotion des énergies renouvelables

La Commission européenne propose une feuille de route à long terme pour les sources d'énergies renouvelables. Un objectif contraignant de 20% de la consommation pour les sources d'énergie renouvelables dans le bouquet énergétique global de l'Union européenne doit être atteint d'ici 2020 ainsi qu'un objectif contraignant de 10% pour l'utilisation des biocarburants dans les transports.

Les États membres devront établir des plans d'action fixant des objectifs nationaux ainsi que des objectifs par secteur d'activité.

1.1.7. Analyse de la place de l'énergie nucléaire en Europe

La Commission européenne a procédé à un état des lieux sur la place du nucléaire dans le bouquet énergétique européen. Elle propose la création d'un groupe de haut niveau réunissant les autorités nationales de réglementation nucléaire qui aurait pour objectif d'élaborer une approche commune et des règles européennes dans le domaine de la sûreté et de la sécurité nucléaires.

1.1.8. Le futur plan stratégique européen pour la recherche et les technologies énergétiques

Le premier plan technologique stratégique pour l'énergie devrait être élaboré au cours de l'année 2007. Son objectif est d'accélérer l'innovation en matière de technologies énergétiques et de pousser l'industrie européenne à gérer les menaces de changement climatique et de sécurité d'approvisionnement.

La Commission européenne investira environ 1 milliard d'euros par an entre 2007 et 2013 dans la recherche et l'innovation en matière de technologies énergétiques.

1.2. Les procédures d'infraction engagées contre la France

Le 4 avril 2006, la Commission européenne a adressé aux États membres des lettres de mise en demeure, qui constituent la première étape d'une procédure d'infraction.

Concernant la France, les griefs retenus par la Commission européenne portaient sur cinq sujets :

- la gestion des interconnexions aux frontières;
- la publication des conditions commerciales d'utilisation des stockages de gaz;
- la notification d'obligations de service public;
- l'indépendance des gestionnaires de réseaux;
- les tarifs réglementés.

Le gouvernement a répondu sur l'ensemble de ces griefs le 12 juin 2006.

Les deux premiers thèmes – interconnexions aux frontières et conditions d'utilisation des stockages de gaz – ne soulevaient plus de difficultés. Ils avaient fait l'objet de mesures correctives avant l'envoi de la mise en demeure.

Concernant l'indépendance des gestionnaires de réseau, le gouvernement estimait avoir transposé correctement les directives, mais a indiqué être prêt à amender le dispositif juridique français pour se conformer aux demandes de la Commission européenne. Quant aux notifications d'obligations de service public, il s'agissait d'une simple obligation formelle.

En revanche, le gouvernement, considérant que les tarifs réglementés ne sont pas juridiquement contestables, a indiqué qu'il ne partageait pas la position prise par la Commission européenne.

Le 12 décembre 2006, la Commission européenne a envoyé à la plupart des États membres des avis motivés qui constituent la deuxième étape d'une procédure d'infraction. S'agissant de la France, les griefs retenus par la Commission ne portent donc plus que sur les tarifs administrés. Dans sa nouvelle réponse en date du 15 mars, le gouvernement a maintenu sa position de principe. Il appartient, désormais, à la Commission européenne de décider d'une saisine de la Cour de Justice des Communautés Européennes de ce différend.

Le 13 juin 2007, la Commission européenne a ouvert une procédure formelle d'examen concernant la France en vertu des règles sur les aides d'État du traité CE. La Commission européenne examinera si les tarifs industriels d'électricité réglementés constituent des subventions publiques aux grandes et moyennes entreprises et, dans l'affirmative, si ces aides entraînent des distorsions des échanges et de la concurrence dans le marché unique de l'Union européenne. L'enquête ouverte par la Commission européenne sur les aides d'État ne porte pas sur les tarifs réglementés applicables aux consommateurs résidentiels et aux petites entreprises.

2. Les initiatives régionales électricité et gaz

Encadré 2 : Les *fora* de Florence et de Madrid

Les *fora* de Florence pour l'électricité et de Madrid pour le gaz ont été instaurés par la Commission européenne à l'issue des négociations sur les directives de 1996 et 1998. Ils se tiennent une à deux fois l'an à l'invitation de la Commission européenne.

Les **participants** à ces *fora* sont les régulateurs, les États membres, les GRT, les fournisseurs et les *traders*, les consommateurs et les utilisateurs des réseaux ainsi que les Bourses.

Les **thèmes** abordés sont la tarification des échanges transfrontaliers, l'allocation et la gestion des capacités d'interconnexion, les barrières techniques et commerciales à la création de marchés de l'électricité et du gaz pleinement opérationnel, les bonnes pratiques sur l'accès au stockage.

En septembre 2004, lors du Forum de Florence, la Commission européenne a proposé d'organiser des *mini-fora* destinés à favoriser l'essor de marchés régionaux pour progresser vers un marché unique dont elle constatait qu'il était difficile de le mettre en place en une seule étape.

Ces rencontres régionales ont réuni, début 2005, l'ensemble des acteurs concernés par le développement des marchés électriques et des échanges transfrontaliers dans chacune des zones identifiées par la Commission européenne.

La décision a été prise, alors, de prolonger ces travaux dans le cadre d'initiatives régionales que les régulateurs ont été chargés d'organiser. Ces derniers ont lancé deux consultations publiques, l'une concernant l'électricité à l'été 2005, l'autre concernant le gaz en fin d'année 2005. Sur la base des réponses à ces consultations, ils ont ouvert, au printemps 2006, un nouveau cycle de réunions visant à identifier les obstacles au développement de chacun des marchés régionaux puis à proposer des solutions adaptées.

Les initiatives régionales constituent une nouvelle approche de la mise en place de marchés intégrés de l'électricité et du gaz par des avancées graduelles en matière d'interconnexion des réseaux, de couplage des marchés et d'investissements. Cela contribue à l'achèvement du marché unique européen.

Ces initiatives ne constituent néanmoins qu'une étape de la réalisation d'un marché européen intégré de l'électricité et du gaz. Il existe un besoin d'harmonisation des mécanismes de gestion des congestions et de convergence des organisations de marché entre les différentes initiatives régionales afin d'éviter le risque de futures incohérences. Les régulateurs, et surtout ceux qui, comme la France ou l'Allemagne, sont impliqués dans plusieurs de ces régions, ont donc une responsabilité particulière en la matière. C'est aussi le cas de la Commission européenne qui participe à toutes les initiatives.

Le cadre des trois initiatives régionales en gaz (cf. p. 19) et des sept initiatives régionales en électricité (cf. p. 24) est désormais formalisé. Ces initiatives fonctionnent sur la base de groupes de travail spécialisés réunissant les régulateurs de chaque région et les gestionnaires d'infrastructures sur une zone géographique donnée. Ces groupes de travail sont organisés en trois niveaux :

- les comités de coordination régionale qui réunissent tous les régulateurs d'une même zone ;
- les groupes de mise en œuvre : aux régulateurs s'ajoutent les gestionnaires de réseaux et les opérateurs de marchés. Ce sont ces acteurs qui auront à mettre en œuvre les décisions prises ;
- les groupes d'acteurs qui permettent de consulter tous les acteurs des marchés.

Un an après leur lancement officiel, l'ERGEG a publié, en mars 2007, un rapport sur l'avancement des travaux des initiatives régionales.

Lors de la présentation de ce rapport, M. Piebalgs, commissaire européen en charge de l'énergie, a fait

part de ses félicitations concernant les progrès déjà réalisés en matière d'intégration des marchés régionaux. Il a également souligné l'intérêt de poursuivre une telle démarche.

Diverses priorités ont été identifiées. Concernant le gaz, il s'agit de la transparence des informations fournies par les GRT, du développement de places de marché (*hubs*) des interconnexions et de l'interopérabilité. Concernant l'électricité, l'accent est mis sur l'amélioration de l'usage des interconnexions et des

méthodes de gestion des congestions, la transparence du marché de gros et le marché de l'ajustement.

Les premiers résultats concrets commencent à apparaître. C'est le cas de la mise en œuvre du couplage des marchés de l'électricité belge, français et hollandais. Il s'agit d'un nouveau mécanisme de marché qui permet d'allouer les capacités d'interconnexion journalières disponibles entre les trois pays et donc de simplifier considérablement le travail des opérateurs. (cf. p. 28).

IV. L'organisation et la coordination des principaux régulateurs européens

Les évolutions du cadre communautaire sont particulièrement importantes pour la CRE. Sans négliger les autres institutions européennes, celle-ci cherche en permanence à approfondir ses relations avec l'ensemble des interlocuteurs importants du secteur de l'énergie, au premier rang desquels se trouvent la Commission européenne et les autres régulateurs européens.

1. L'organisation commune des régulateurs européens

1.1. L'ERGEG et le CEER

Les contacts avec les autres régulateurs sont organisés, soit ponctuellement de manière bilatérale, soit plus régulièrement, au travers du Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER – *Council of European Energy Regulators*) et de son pendant institutionnel auprès de la Commission européenne, le Groupe des régulateurs européens de l'électricité et du gaz (ERGEG – *European Regulators Group for Electricity and Gas*).

Créé en mars 2000 à l'initiative de la dizaine de régulateurs nationaux existant alors, le CEER est une association réunissant les régulateurs nationaux de l'énergie des États membres de l'Union européenne et de l'espace économique européen. Il comprend désormais 27 régulateurs indépendants⁽¹⁾ (la Bulgarie ne l'ayant pas encore formellement intégré) qui se réunissent en assemblée générale une fois par mois.

L'objectif du CEER est de faciliter la création d'un marché unique de l'électricité et du gaz, compétitif,

efficace et stable en Europe grâce au développement d'un ensemble harmonisé de règles et de procédures applicables dans tous les États membres.

Les structures du CEER comprennent une assemblée générale, seule décisionnaire, un conseil de direction (*board*), des groupes de travail spécialisés (*working groups et task forces*) dans différents domaines (électricité et gaz, Communauté de l'énergie de l'Europe du Sud-est, stratégie internationale) et un secrétariat installé à Bruxelles. Un budget et un programme de travail sont établis chaque année. Les décisions sont prises par consensus et, à défaut, par vote appliquant la pondération adoptée pour chaque pays dans le Traité de Nice⁽²⁾.

L'ERGEG a été créé par la Commission européenne le 11 novembre 2003 en application des directives de juin 2003. Son but est de conseiller et d'assister la Commission dans la consolidation du marché intérieur de l'énergie, en contribuant à la mise en œuvre complète des directives et des règlements européens et à la préparation d'une future législation dans les domaines de l'électricité et du gaz.

L'ERGEG comprend la Commission européenne et les régulateurs des 27 États membres de l'Union européenne. Les États membres de l'Espace économique européen ainsi que les pays candidats à l'adhésion à l'Union y sont invités en tant qu'observateurs.

Pour mettre en œuvre son programme de travail, l'ERGEG s'appuie sur des groupes de travail calqués sur ceux du CEER pour l'électricité et le gaz; les sujets qui touchent aux consommateurs font l'objet d'un groupe

(1) Il s'agit des 27 États membres moins le Luxembourg et la Bulgarie et auxquels s'ajoutent la Norvège et l'Islande.

(2) Le Traité de Nice a été adopté le 26 février 2001. Conformément aux règles de pondération telle que fixées par ce traité, la CRE détient 29 voix au même titre que l'Allemagne, l'Italie et le Royaume-Uni.

spécifique. Les résultats des travaux des différents groupes de travail, essentiellement des guides de bonne conduite, généralement obtenus après consultation de l'ensemble des parties intéressées, sont transmis, pour adoption, à l'assemblée générale de l'ERGEG. Leur approbation engage également la Commission européenne.

L'application et le respect de ces guides de bonne conduite adoptés dans le cadre de l'ERGEG qui ne disposent pas de force obligatoire, reposent sur la seule volonté des opérateurs.

Afin de leur donner force contraignante, la Commission peut recourir à un processus communautaire spécifique appelé « comitologie ».

La CRE fait partie des régulateurs les plus actifs au sein du CEER et de l'ERGEG et participe à la plupart des groupes de travail. Elle préside le groupe relatif à la stratégie internationale (ISG) créé début 2007, chargé d'établir des priorités parmi les différents contacts que le CEER peut entretenir avec les régulateurs de pays extérieurs à l'Union ou avec d'autres associations de régulateurs. La CRE participe également aux groupes *ad hoc* institués pour répondre à des questions ponctuelles comme la préparation d'un nouveau cadre juridique européen et elle assure la présidence du groupe de travail « Protection du consommateur » de l'ERGEG. La CRE co-préside également le groupe de travail sur les initiatives régionales.

1.2. Les évolutions du dispositif

Dans le cadre des réflexions menées par la Commission européenne sur une amélioration des directives de 2003, un renforcement des compétences des régulateurs est envisagé.

Actuellement, les compétences et les domaines d'action des autorités de régulation nationales restent assez disparates. Il est nécessaire de les harmoniser en matière d'indépendance, de surveillance des marchés ou d'investissements dans les réseaux. Il convient, sans aller jusqu'à un régulateur européen auquel les États membres sont peu favorables, de faciliter leur fonctionnement en commun, en établissant une entité provisoirement dénommée « ERGEG + », apte à prendre des décisions contraignantes. En complément de compétences nationales accrues, l'objectif est de faciliter l'action transfrontalière des régulateurs et de leur donner la faculté de contrôler collectivement les réseaux européens de transport d'électricité et de gaz, qui seront vraisemblablement placés sous la responsabilité d'entités nouvelles (« ETSO + » et « GIE + ») distinctes des associations actuelles de GRT et indépendantes d'elles.

Les modalités juridiques de ces améliorations du système de gouvernance du marché intérieur de l'énergie

sont actuellement à l'étude et feront l'objet du « troisième paquet législatif » que la Commission européenne proposera au deuxième semestre 2007.

1.3. Les travaux menés par les régulateurs européens

Indépendamment des initiatives régionales présentées au point V (cf. p. 19), les travaux menés par les régulateurs au sein du CEER et de l'ERGEG ont été nombreux au cours de l'année 2006.

Afin d'améliorer le fonctionnement et la transparence du marché intérieur de l'énergie, les régulateurs européens ont adopté et publié plusieurs rapports ou guides de bonnes pratiques (*guidelines*). Parmi ceux-ci, l'on peut citer :

- L'analyse de la panne d'électricité du 4 novembre 2006 (cf. p. 31)

Compte tenu des conséquences de la panne d'électricité du 4 novembre 2006, la CRE a invité l'ERGEG à entreprendre une analyse détaillée de cet incident au niveau européen.

La CRE a souhaité que ces travaux permettent de mieux comprendre comment un incident, à l'origine très localisé dans une région limitée de l'Allemagne, a pu se propager aussi largement en Europe. La réponse à cette question passait par une analyse conjointe du comportement de l'ensemble des réseaux concernés par l'incident.

L'analyse de l'ERGEG s'est fondée sur les faits rapportés par les gestionnaires de réseau de transport d'électricité (GRT), soit directement aux autorités de réglementation nationales, soit par l'intermédiaire de documents qu'ils ont publiés.

Le rapport conclut au besoin urgent d'une intensification de la coopération entre les gestionnaires de réseaux européens afin de garantir une meilleure sécurité d'approvisionnement en Europe.

L'analyse a également mis en évidence l'absence de prise en compte des recommandations déjà formulées après le *black-out* de septembre 2003 en Italie.

- L'utilisation de l'expérience des autres États membres en matière d'ouverture des marchés et de protection du consommateur

Dans le cadre de la préparation de l'échéance du 1^{er} juillet 2007 (cf. p. 117), la CRE a piloté, au sein de l'ERGEG, la rédaction d'un guide de bonnes pratiques en matière d'information précontractuelle permettant d'accompagner efficacement l'ouverture des marchés aux particuliers.

Ce rapport a été établi sur la base de la compilation des résultats d'une enquête menée dans les 12 pays ayant déjà ouvert leurs marchés aux consommateurs résidentiels dont l'Espagne, la Grande-Bretagne et la Suède. Chacun des régulateurs de ces pays a été chargé de recenser cinq pratiques pertinentes considérées comme efficaces pour accompagner l'ouverture des marchés aux particuliers.

Le rapport souligne l'utilité de l'info-facture (dépliant joint à la facture des opérateurs historiques), informant les consommateurs de la possibilité qui leur est offerte de changer de fournisseur.

Le rapport indique également la nécessité de mettre en place des brochures pour guider le consommateur dans l'accomplissement de certaines démarches pratiques comme les déménagements ou l'utilisation de comparateurs de prix permettant au client de s'orienter vers le fournisseur meilleur marché.

Les régulateurs ont également travaillé sur l'élaboration de propositions établissant des bonnes pratiques en matière d'information du consommateur. Ces recommandations concernent les modalités de changement de fournisseur, la protection du consommateur et la transparence des prix.

- La transparence

En électricité, les régulateurs ont élaboré un guide de bonnes pratiques sur la gestion des informations et la transparence des marchés électriques, les *Guidelines for good practice on information management and transparency in electricity markets* (GGPIMT). Il a pour objectif d'harmoniser et d'élever le niveau de transparence des échanges d'informations sur le marché de l'électricité.

Ainsi, plusieurs informations devront être publiées :

- concernant le réseau de transport : les prévisions de consommation d'électricité, les projets de développements du réseau et prévisions de leur impact sur les capacités d'interconnexions et les congestions nationales ;
- concernant le marché de gros : les volumes et prix afférents aux échanges de gré à gré ;
- concernant la production : la disponibilité attendue du parc de production par filière, la production constatée.

- L'importance de l'équilibre

En gaz, un guide des bonnes pratiques pour l'équilibre, les *Guidelines for good practice for gas balancing* (GGPGB) précise les règles du mécanisme d'équilibre. Ce guide a pour objectif de supprimer les barrières à l'entrée du marché. Il propose l'établissement de périodes d'équilibre et la fourniture de services sur une base non discriminatoire.

- La séparation des activités

À la suite des griefs de la Commission européenne mentionnés dans ses rapports concernant l'insuffisance de l'indépendance des gestionnaires de réseau, les régulateurs ont lancé une consultation publique sur un projet de guide sur la dissociation comptable, les *Guidelines on account unbundling*. En parallèle, des lignes directrices plus générales sur les modalités de séparation des activités de réseau (*unbundling*), les *Guidelines on functional and informational unbundling* sont en cours d'élaboration.

- Les Guides de bonnes pratiques sur les *open season* dans le domaine du gaz

Au cours de l'année 2006, les régulateurs européens ont travaillé à l'élaboration de guides de bonnes pratiques concernant le déroulement des *open season*. Il s'agit d'une procédure de consultation et d'appel au marché pour la réalisation de nouveaux investissements et faciliter l'attribution de nouvelles capacités.

Ces guides ont vocation à s'appliquer au transport, au GNL et au stockage de gaz.

Après une consultation publique lancée en décembre 2006, ces guides ont été adoptés par l'ERGEG en mai 2007.

2. Les relations de la CRE avec les instances communautaires

Parallèlement à son rôle au sein du CEER et de l'ERGEG, la CRE renforce ses relations avec les principales institutions communautaires.

Au-delà de l'action menée en commun par les régulateurs, la CRE entretient des relations régulières avec :

- les directions générales Transports et Énergie et Concurrence de la Commission européenne ; cette collaboration a pris, par exemple, la forme de mise à disposition d'experts ;
- les membres du Parlement européen appartenant à la Commission parlementaire de l'industrie, de la recherche et de l'énergie ;
- le Conseil de l'Union européenne : la CRE participe à la coordination des positions françaises et fait valoir ses propositions sur les évolutions des textes auprès du Secrétariat général des affaires européennes (SGAE) ; elle peut être associée aux réunions de ce Conseil aux côtés de la représentation permanente française auprès de l'Union européenne sur des sujets relatifs à la compétence des régulateurs.

Ces relations contribuent au renforcement de l'influence française auprès des instances communautaires.

res et du rôle des autorités administratives indépendantes auprès de celles-ci.

Dans son récent rapport annuel 2007, le Conseil d'État consacre un développement aux sujets communautaires dans une partie intitulée « l'administration française et l'Union européenne. Quelle influence, quelle stratégie ? ». Il déplore l'insuffisance de l'influence que les administrations françaises exercent à Bruxelles et il suggère la mise en place d'une « véritable stratégie d'influence politique » et le développement par l'administration française d'un « vrai réflexe européen » pour négocier les directives.

Le Conseil d'État souligne que les autorités administratives indépendantes (AAI) participent à l'élaboration du droit communautaire et à son application. Il recommande une « participation efficace des autorités administratives indépendantes à la définition de la position nationale ». Il préconise la « définition

d'une stratégie commune en amont de la négociation communautaire *stricto sensu* et la participation des autorités administratives indépendantes intéressées à l'élaboration des études d'impact, des tableaux de concordance et des mémorandums explicatifs ».

Le Conseil d'État recommande de maintenir l'influence des AAI françaises dans les réseaux européens : « le rôle, au sein de ces réseaux, des autorités administratives indépendantes françaises est, la plupart du temps, important. Il est donc essentiel de leur conférer les moyens de conserver cette influence, et notamment les outils juridiques au soutien de la coopération européenne ».

En ligne avec ces recommandations, la CRE a acquis un statut d'expert auprès des instances communautaires et elle contribue activement aux travaux de mise en place d'un marché concurrentiel de l'énergie.

V. Les activités européennes de la CRE

1. L'intégration régionale des marchés gaziers

Comme pour l'électricité, le développement des échanges transfrontaliers est une condition nécessaire à la création d'un véritable marché européen intérieur et concurrentiel du gaz, susceptible d'apporter des bénéfices tangibles aux consommateurs finals. En raison de la position géographique de la France, la réalisation du marché intérieur du gaz conditionne le bon fonctionnement du marché français du gaz, du fait qu'une partie importante des approvisionnements français transite par les pays européens.

Afin de contribuer à l'intégration des marchés gaziers en Europe et à la création, à terme, d'un marché intérieur du gaz, la CRE s'est engagée depuis plusieurs années dans une coopération étroite avec ses homologues européens. Cette coopération prend deux formes :

- une forte implication dans les initiatives régionales gaz lancées en 2006 par l'ERGEG ;
- la participation aux groupes de travail de l'ERGEG et la présidence de trois d'entre eux.

1.1. Le développement des initiatives régionales gaz

Les initiatives régionales gaz ont été lancées au printemps 2006, sur le modèle des initiatives régionales électricité. Elles visent à faciliter l'intégration des marchés régionaux gaziers, première étape avant l'achèvement du marché intérieur du gaz, par le biais d'actions concrètes.

Il existe aujourd'hui 3 initiatives régionales gaz :

- la région Nord-Ouest regroupant l'Allemagne, la Belgique, le Danemark, la France, la Grande-Bretagne, l'Irlande du Nord et l'Irlande, les Pays-Bas et la Suède ;
- la région Sud, regroupant l'Espagne, la France et le Portugal. Ce dernier pays ne participant pas pour l'instant aux travaux de cette initiative, les relations sont donc encore de nature bilatérale ;
- la région Sud-Est, regroupant l'Autriche, la Grèce, l'Italie et les États membres d'Europe Centrale et Orientale (Hongrie, Pologne, République tchèque, Slovaquie et Slovaquie).

Les initiatives régionales sont coordonnées par les régulateurs des pays concernés. Elles donnent lieu à des groupes de travail thématiques auxquels participent les fournisseurs et les gestionnaires d'infrastructures gazières.

Sur proposition de la CRE, l'amélioration de la liquidité des flux de gaz aux interconnexions a été retenue parmi les priorités des initiatives Nord-Ouest et Sud. Cet objectif exige une meilleure coopération entre opérateurs de réseaux adjacents et une plus grande cohérence de leurs pratiques en matière de transparence, pour un fonctionnement et un développement optimal des interconnexions.

1.1.1. Les interconnexions et les marchés primaires de capacité dans la région Nord-Ouest

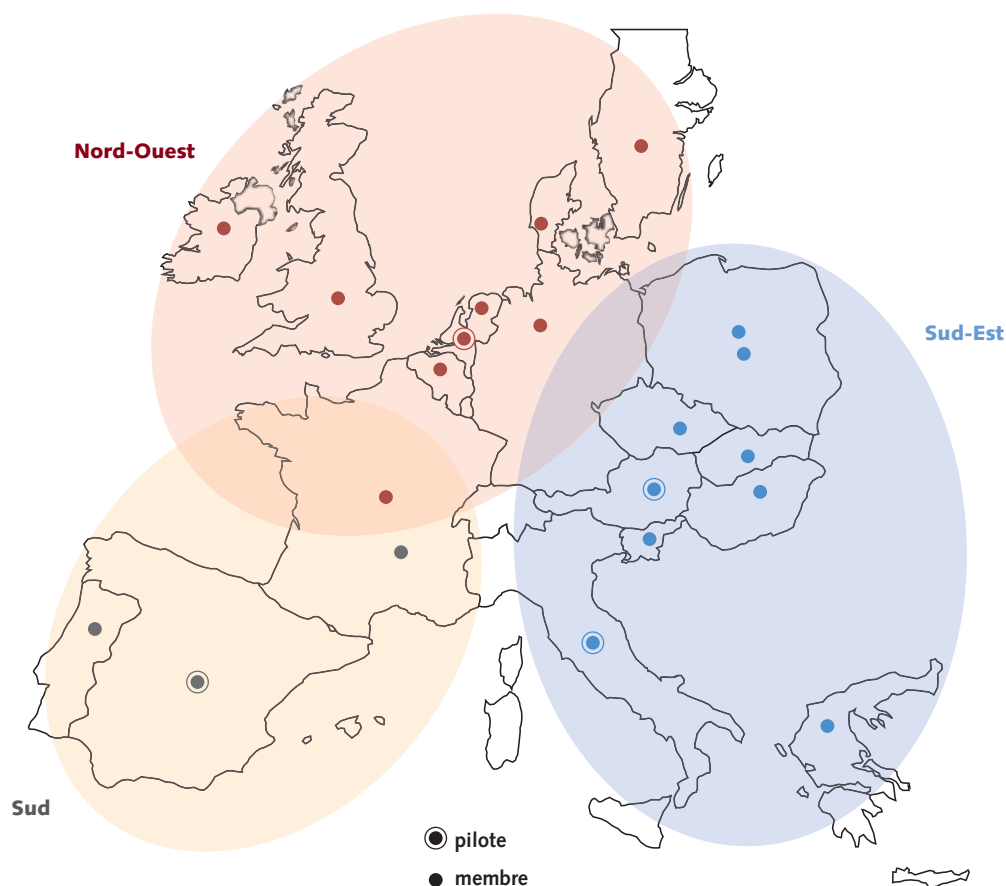
Dans l'initiative régionale Nord-Ouest, la CRE co-préside, avec le régulateur allemand (Bundesnetzagentur, BNetzA), le groupe de travail portant sur les interconnexions et les capacités primaires de transport (capacités allouées sur le marché primaire par les gestionnaires de réseaux à ces interconnexions).

Le groupe de travail consacré aux interconnexions et aux capacités primaires a soumis un questionnaire aux 15 gestionnaires de réseaux de transport de la région gérant les 28 points d'interconnexions trans-frontalières entre les États membres.

L'analyse des réponses aux questionnaires a permis de faire les constats suivants :

- le manque de transparence : les données sur les capacités, les taux d'utilisation et les taux de réservation n'ont été fournies par les gestionnaires de réseaux adjacents qu'à sept points d'interconnexion ;
- l'allocation des capacités existantes : le *First-Come-First-Served* (FCFS) est mis en place à 21 points d'interconnexion mais il n'est quasiment jamais coordonné entre les transporteurs adjacents ;
- la présence de congestions contractuelles : la plupart des points d'interconnexion dont les données ont été fournies sont congestionnés contractuellement au moins à l'un des côtés de la frontière ;
- les procédures de gestion de la congestion : il y a au moins une procédure mise en place à 21 points d'interconnexion, toutefois, lorsqu'une procédure

Figure 2 : Les initiatives régionales gaz



Source : CRE

d'attribution des capacités non utilisées est mise en place, elle n'est jamais coordonnée entre les transporteurs adjacents ;

- les procédures de réservation de capacités : plus la durée de la capacité est faible, moins les procédures de réservation correspondantes sont identiques des deux côtés des points d'interconnexion ;
- les mécanismes d'allocation des capacités nouvelles : ils ne sont pas identiques des deux côtés pour 92% des points d'interconnexion ;
- les procédures de nomination et de re-nomination élaborées par l'association de normalisation du gaz Easee-gas : elles sont mises en œuvre par les gestionnaires de réseaux adjacents à 20 points d'interconnexion de la région Nord-Ouest.

L'ensemble des résultats et analyses peuvent être téléchargés sur le site de l'ERGEG (www.ergeg.org), rubrique « initiatives régionales ».

À partir des réponses à ce questionnaire, le groupe de travail consacré aux interconnexions s'est fixé trois objectifs.

A. L'harmonisation des publications sur les capacités et les flux aux frontières

Il importe d'harmoniser les publications faites par les gestionnaires de réseau aux points d'interconnexions transfrontaliers et qui concernent :

- les capacités fermes et interruptibles commercialisables réservées et disponibles ;
- les historiques des flux à ces points.

Cette harmonisation permettra une application par tous du règlement du 28 septembre 2005 relatif à l'accès au réseau de transport de gaz naturel. Elle facilitera l'accès des expéditeurs nouveaux entrants aux points d'interconnexion et, donc, aux réseaux de transport de gaz.

B. L'amélioration de la coordination entre transporteurs aux frontières

À partir des données sur les capacités et les flux, le groupe de travail sera en mesure :

- de détecter et de quantifier les situations potentielles de congestions contractuelles ou physiques ;
- de promouvoir la coordination des méthodes de résolution des congestions appliquées par les gestionnaires de réseau : méthodes d'allocation de nouvelles capacités (investissements), remise coordonnée sur le marché de capacités non utilisées, procédures appliquées en matière de nomination et de réservation de capacités, méthodes d'allocation des capacités existantes.

C. Une approche ciblée sur huit points d'interconnexion

En février 2007, les régulateurs ont décidé la tenue, dès 2007, de réunions consacrées à huit points d'interconnexion clés pour l'intégration des marchés dans la région Nord-Ouest. Ces réunions spécifiques à chacun des points d'interconnexion retenus ont pour objectif de résoudre les problèmes propres à chacun de ces points. Elles impliquent les opérateurs de réseaux et les régulateurs adjacents, ainsi que les utilisateurs de réseau qui le souhaitent. Parmi les points prioritaires figurent Taisnières, à la frontière franco-belge, et Obergailbach, à la frontière franco-allemande.

La CRE a organisé en mai 2007 à Paris la première réunion dédiée à ces points d'interconnexion prioritaires, à laquelle ont participé de nombreux shippers, gestionnaires de réseau concernés et les régulateurs européens. Sur les points d'interconnexion de Taisnières et d'Obergailbach, les gestionnaires de réseau se sont engagés à améliorer leurs publications concernant les flux quotidiens et les capacités réservées. Ces engagements, dont certains vont plus loin que les obligations découlant du règlement du 28 septembre 2005, devraient permettre de détecter les congestions contractuelles et d'améliorer les prévisions faites par les shippers.

Au cours de cette réunion, GRTgaz et Fluxys ont aussi annoncé le lancement d'une *open season* coordonnée et Fluxys a présenté un nouveau service de transit interruptible vers la France (cf. p. 77).

1.1.2. Les investissements et l'accès aux interconnexions dans la région Sud

Dans l'initiative Sud, cinq sujets de travail ont été arrêtés : les capacités aux interconnexions, l'interopérabilité des réseaux, la transparence, la transposition de la directive 26 juin 2003 et l'application du règlement du 28 septembre 2005 et le développement des hubs. Parmi ces sujets, les trois premiers ont été jugés prioritaires.

A. Les investissements aux interconnexions franco-espagnoles

De nouvelles capacités sont nécessaires au regard de l'augmentation prévue des échanges de gaz entre la France et l'Espagne.

Les gestionnaires de réseau TIGF, Enagas et GRTgaz ont rendu public, en février 2007, un programme conjoint d'investissement pour les interconnexions franco-espagnoles. Ce programme prévoit d'augmenter de manière significative les capacités de transport

aux points d'interconnexion franco-espagnols de Larrau et de Biriattou. À Larrau, dans le sens France-Espagne, il est proposé une extension faisant passer la capacité annuelle de 2,9 Gm³ à 6 Gm³ en 2010/2011. Une augmentation à 3,6 Gm³/an a déjà été décidée et sera opérationnelle en 2009. Dans le sens Espagne-France, une première extension à 3,6 Gm³/an sera opérationnelle en 2010 et une extension potentielle à 6 Gm³/an en 2011 est en discussion. À Biriattou, une extension de 0,4 à 2,2 Gm³/an dans le sens France-Espagne et de 0,2 à 1,3 Gm³/an dans le sens Espagne-France est proposée.

Ce programme devra s'accompagner d'investissements de décongestion du réseau français, parmi lesquels une nouvelle étape de renforcement de l'artère de Guyenne, destinée à permettre l'acheminement du gaz dans le sens sud-nord.

B. L'harmonisation des données publiées par les différents opérateurs d'infrastructure

Dans la région Sud, les opérateurs d'infrastructures ne publient pas de données suffisamment homogènes, alors que de telles publications des flux de gaz pour les réseaux de transport, les terminaux méthaniens et les stockages sont nécessaires.

Encadré 3 : Une intervention des régulateurs novatrice

La façon dont les investissements en nouvelles capacités ont été traités dans l'initiative régionale Sud a donné lieu à un mode d'intervention des régulateurs et à une coordination entre gestionnaires de réseau originaux et novateurs. Alors que les cadres réglementaires et réglementaires relatifs aux investissements diffèrent sensiblement en France et en Espagne, la CRE et son homologue espagnol, la CNE, ont agi en étroite concertation afin d'obtenir des gestionnaires de réseau concernés par les capacités aux interconnexions franco-espagnoles – TIGF, Enagas et GRTgaz – qu'ils coopèrent pour présenter et soumettre à consultation des acteurs de marché un programme d'investissement commun. Cette démarche des régulateurs a été facilitée par le cadre qu'offrent les initiatives régionales.

Les régulateurs ont publié en mars 2007 une feuille de route concernant les améliorations à effectuer en termes de transparence des données. Au second semestre 2007, les résultats seront connus (sur les sites internet des opérateurs).

C. L'interopérabilité des réseaux de transport

Dans la région Sud, l'interopérabilité des réseaux n'est pas suffisante : les méthodes d'allocation des capacités, les procédures de nomination et de re-nomination de capacité, les règles d'équilibrage des utilisateurs de réseau, la coordination entre gestionnaires de

transport et les prescriptions techniques en matière de qualité du gaz diffèrent.

C'est pourquoi les régulateurs ont demandé aux fournisseurs concernés de réaliser une étude dans laquelle les problèmes concernant les mécanismes d'allocation de capacité, les règles d'équilibrage et la coordination entre GRT sont exposés. TIGF, Enagas et GRTgaz devront proposer des solutions, qui seront approuvées par les régulateurs, et les mettre en œuvre sous le contrôle des mêmes régulateurs.

1.2. La contribution de la CRE aux travaux de l'ERGEG

La CRE co-préside les groupes de travail de l'ERGEG consacrés au stockage, aux *open season* et aux investissements ; ces groupes de travail ont d'ores et déjà obtenu des résultats significatifs dans ces trois domaines. La CRE participe également aux autres groupes de travail de l'ERGEG.

1.2.1. Le stockage

En 2005, l'ERGEG a publié son guide des bonnes pratiques pour l'accès des tiers aux sites de stockages (*Guidelines for Good TPA Practice for Gas Storage System Operators – GGPSO*). En décembre 2006, le groupe de travail de l'ERGEG consacré au stockage, dirigé par la CRE et par le régulateur italien – l'AEEG, a finalisé un rapport sur l'application de ce guide par les opérateurs de stockages. L'enquête a porté sur plus de 30 opérateurs de stockage représentant plus de 80% de la capacité de stockage en Europe.

Ce rapport a constaté un accès très limité aux stockages. Sur les 20 opérateurs de stockages les plus importants, 11 ont moins de cinq utilisateurs. Par ailleurs, les règles concernant la transparence des données, la confidentialité et la non-discrimination, la mise en place de mesures permettant de régler les congestions et de faciliter le fonctionnement des marchés secondaires sont peu appliquées.

Le rapport signale que les opérateurs de stockages français sont parmi ceux qui appliquent le mieux le guide des bonnes pratiques.

À la suite de ce rapport, l'ERGEG a recommandé à la Commission européenne d'édicter des mesures réglementaires, fondées sur le guide des bonnes pratiques et portant sur les points les moins bien appliqués cités ci-dessus. Il s'agit de rendre obligatoires des mesures qui sont aujourd'hui d'application volontaire.

L'ERGEG a recommandé que les pouvoirs des régulateurs soient harmonisés, de manière à ce qu'ils puissent contrôler le caractère non discriminatoire de l'accès aux stockages.

La Commission européenne a annoncé, lors de sa communication du 10 janvier 2007 (cf. p. 74), qu'elle examinera :

- l'adoption de mesures contraignantes visant à garantir à la fois un accès efficace aux stockages et le développement d'investissements ;
- l'application des recommandations de l'ERGEG ;
- la séparation juridique du stockage et des activités concurrentielles dans les groupes verticalement intégrés.

Ces mesures ne remettent pas en cause le choix entre accès régulé et accès négocié aux sites de stockage tel qu'il est inscrit dans la directive.

1.2.2. Les *open season*

L'*open season* est une procédure de consultation du marché qui permet à un investisseur d'évaluer les besoins en nouvelles capacités et de dimensionner ses investissements puis d'allouer de manière transparente et non discriminatoire ces nouvelles capacités (cf. p. 77).

Le recours insuffisant aux *open season* est nuisible aux nouveaux entrants. C'est pourquoi la Commission européenne a demandé à l'ERGEG d'élaborer un guide des bonnes pratiques sur les *open season* (*Guidelines for Good Practice on Open Season – GGPOS*), qui sera d'application volontaire pour les investisseurs. Cette mission a été confiée à la CRE et au régulateur autrichien E-Control. Il a été approuvé par l'assemblée générale de l'ERGEG en mai 2007.

Ce guide des bonnes pratiques prévoit deux phases pour toute *open season* :

- l'investisseur dans de nouvelles capacités de stockage soumet publiquement une proposition d'investissement aux utilisateurs potentiels des infrastructures qui sont invités à soumettre des demandes de capacités de manière non engageante ainsi qu'à proposer, le cas échéant, des modifications qui leur permettraient de souscrire des capacités supplémentaires ;
- à partir des réponses reçues, l'investisseur fait une deuxième proposition et il demande aux acteurs du marché de faire des demandes de capacité en s'engageant financièrement. Il lui appartient ensuite de répartir, de manière transparente et non discriminatoire, la capacité du projet entre les opérateurs ayant soumis des demandes engageantes.

Le guide des bonnes pratiques s'applique aux nouvelles infrastructures ainsi qu'à l'extension des infrastructures existantes de transport, de GNL et de stockage. Le régulateur est chargé de vérifier le bon déroulement de l'*open season*, dont son caractère non discriminatoire et transparent. L'investisseur doit se coordonner avec les opérateurs des infrastructures

amont et aval. Lorsque les investissements portent sur des infrastructures transnationales, il revient aux régulateurs des pays concernés de se concerter afin de vérifier la bonne coopération entre opérateurs de réseaux adjacents.

1.2.3. Les investissements dans les infrastructures gazières

Compte tenu des besoins d'investissements, l'ERGEG a mis en place un groupe de travail destiné à harmoniser le mode de régulation des investissements en Europe, afin de développer les incitations à la réalisation de ceux-ci. Ce groupe est co-présidé par la CRE et la BNetzA (Allemagne).

Un questionnaire envoyé à l'ensemble des régulateurs européens a mis en évidence une diversité des pouvoirs et des pratiques des régulateurs en matière d'investissements :

- moins d'un quart des régulateurs européens jouent un rôle dans l'identification des investissements nécessaires. La CRE fait partie des rares régulateurs européens à disposer du pouvoir d'approbation des programmes d'investissement ;
- moins de la moitié des régulateurs européens a déjà eu l'occasion de coopérer avec un ou plusieurs de ses homologues. Dans ce cas, cette coopération a pris la forme d'échange d'informations et de réunions communes. Elle reste en général très limitée ;
- pour identifier les investissements nécessaires, les consultations publiques, les demandes formulées par les shippers et les propositions d'investissement sont des instruments fréquemment utilisés, au contraire des *open season* qui sont un instrument d'identification beaucoup moins courant ;

ainsi que certains points de convergence :

- plus de la moitié des régulateurs européens a le pouvoir d'obliger, sous certaines conditions, les gestionnaires de réseaux à investir dans de nouvelles infrastructures ;
- les deux tiers des régulateurs européens peuvent prendre des mesures destinées à inciter financièrement les investissements. Ces incitations prennent généralement la forme d'une rémunération à un taux majoré des nouvelles infrastructures par le biais des tarifs d'utilisation de ces infrastructures ;
- les régulateurs expriment le souhait d'une coopération accrue entre eux, notamment dans le domaine de l'identification des investissements nécessaires et des *open seasons*.

Les résultats de ce questionnaire mettent en évidence la nécessité d'harmoniser les pratiques en la matière. En 2007, la CRE et la Bundesnetzagentur travaillent sur des recommandations concernant, d'une part, les investissements faisant l'objet

d'une demande d'exemption de l'accès des tiers (art. 22 de la directive du 26 juin 2003) et, d'autre part, le régime des investissements dans les infrastructures régulées.

1.2.4. Les autres groupes de travail

La CRE participe aux autres groupes de travail de l'ERGEG portant sur la transparence, l'équilibrage et les terminaux méthaniens.

A. La transparence

À la mi-2006, le groupe de travail de l'ERGEG consacré à la transparence a lancé un questionnaire destiné à mesurer l'application des dispositions du règlement du 28 septembre 2005 relatif aux conditions d'accès aux réseaux de transport de gaz concernant la transparence. Le principal résultat de ce questionnaire est que les dispositions relatives à la transparence des capacités réservées et des flux historiques sont appliquées de manière très insatisfaisante.

L'ERGEG a recommandé en mai 2007 à la Commission européenne de modifier les dispositions concernées du règlement du 28 septembre 2005 et d'en adopter de nouvelles. Il propose :

- de supprimer la règle qui permet aux opérateurs de réseaux de restreindre la publication des données sur les capacités et les flux, lorsqu'ils estiment que ces données sont confidentielles lorsqu'il y a moins de trois utilisateurs ;
- à défaut de supprimer cette règle, d'en restreindre considérablement l'application ;
- d'aligner le régime de publication de toutes les infrastructures gazières sur le régime en vigueur pour les réseaux de transport ;
- des améliorations techniques portant sur la durée et la fréquence des publications ainsi que sur les données pertinentes à publier.

B. Les autres sujets

La CRE a contribué à la finalisation d'un guide des bonnes pratiques portant sur l'équilibrage. Ce guide clarifie les responsabilités des utilisateurs des réseaux de transport et des transporteurs et propose des règles assouplissant les contraintes portant sur les utilisateurs du réseau de transport.

La CRE a participé à une étude comparant l'accès aux terminaux méthaniens dans les différents pays européens. Un code des bonnes pratiques pour l'accès à ces infrastructures est prévu.

2. L'intégration régionale des marchés de l'électricité

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

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

2.1. Le développement des initiatives régionales de l'électricité

L'objectif est d'inciter les gestionnaires de réseaux à mieux coordonner leurs procédures de calcul de réseau, via un échange continu d'informations et une harmonisation des critères de sécurité, afin de rapprocher la gestion des congestions de la réalité des flux physiques sur le réseau.

La mise en œuvre de ces trois grands chantiers nécessite une forte collaboration entre autorités de régulation. Le lancement, par l'ERGEG, des initiatives régionales de l'électricité constituent, à cet égard, une excellente opportunité d'avancer sur tous ces dossiers.

Encadré 4 : État d'avancement des travaux de la Région Centre-Sud (France – Italie – Allemagne – Autriche – Slovaquie – Grèce)

Les travaux menés dans le cadre de cette initiative régionale ont permis d'obtenir des avancées importantes en matière de coordination et d'harmonisation des méthodes d'allocation de la capacité. Depuis le 1^{er} janvier 2007, un mécanisme coordonné par enchères explicites gère la congestion sur les interconnexions France-Italie, Autriche-Italie et Grèce-Italie.

La mise en place de ce mécanisme d'allocation coordonné marque la première étape d'un plan d'action régional qui mettra l'accent sur :

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

Comme le montrent les encadrés 4, 5 et 6, les initiatives régionales, auxquelles la CRE participe, n'avancent pas au même rythme sur tous ces sujets. Cela s'explique souvent par des différences d'organisation de marché, soit entre régions, soit au sein même d'une région. Comme le souligne la Commission européenne, dans sa communication du 10 janvier 2007 sur les « Perspectives du marché intérieur du gaz et de l'électricité », ces différences d'organisation de marché peuvent constituer des obstacles importants au développement des échanges.

La CRE, qui participe à quatre des sept initiatives régionales, veillera à la cohérence d'ensemble entre les régions concernées. Il est nécessaire que les progrès réalisés dans une région servent aux autres initiatives régionales pour favoriser la convergence vers le marché intérieur de l'électricité. Les travaux inscrits au programme de travail de l'ERGEG, à travers le groupe de travail *Electricity Regional Initiatives*, co-dirigé par la CRE, et le groupe de travail, *Electricity Market Design*, visent également à assurer une cohérence d'ensemble des initiatives régionales et à définir une organisation de marché vers laquelle devront tendre les marchés nationaux.

Encadré 5 : État d'avancement des travaux de la Région Centre-Ouest (France – Belgique – Pays-Bas – Allemagne – Luxembourg)

En application des feuilles de route, et après consultation des acteurs de marché et des gestionnaires de réseaux, les régulateurs de la région Centre-Ouest ont publié, le 12 février 2007, un plan d'action ambitieux pour l'intégration des marchés électriques de cette région.

Le plan d'action identifie les propriétés pour la région, propose des actions concrètes, ainsi qu'un calendrier de mise en œuvre, pour chacune des priorités.

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

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

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

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

Encadré 6 : État d'avancement des travaux de la Région Grande-Bretagne – France – Irlande

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

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

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

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

2.2. Le développement des réseaux de transport d'électricité et l'optimisation de l'utilisation des capacités d'interconnexion

2.2.1. Vers un cadre réglementaire commun

Les capacités d'interconnexion des réseaux de transport d'électricité ont été à l'origine développées pour assurer le secours mutuel des entreprises électriques verticalement intégrés souvent en situation de monopole et permettre l'exécution de contrats de long terme. Elles ne sont pas toujours adaptées à l'augmentation des échanges transfrontaliers d'énergie électrique que requièrent le passage au marché unique et la liberté de choix d'un fournisseur installé dans n'importe quel État membre.

Encadré 7 : Description des travaux menés dans le cadre des groupes de travail « Initiatives régionales en électricité » et « Organisation du marché électrique » de l'ERGEG

Groupe de travail de l'ERGEG sur les initiatives régionales en électricité

Ce groupe de travail a préparé le rapport annuel de l'ERGEG sur les initiatives régionales qui a été rendu public en mars 2007 lors de la conférence annuelle du 28 mars 2007 à Bruxelles sous la présidence du Commissaire Européen Andris Piebalgs. Ce rapport est accessible sur le site de l'ERGEG (www.ergeg.org).

Le groupe de travail prépare maintenant un rapport sur la cohérence et la convergence des travaux engagés par les différentes initiatives régionales. Il proposera également, par la suite, à l'assemblée générale de l'ERGEG, un document d'orientation stratégique sur l'évolution des initiatives régionales (*Strategic vision*).

Groupe de travail sur l'organisation du marché électrique

Les initiatives régionales de l'électricité fournissent le cadre qui permettra d'aller vers des marchés de l'électricité intégrés à l'échelle régionale. L'atteinte de cet objectif dépendra, dans chacune des régions, du niveau de coordination entre toutes les parties concernées : régulateurs, ministères, gestionnaires de réseaux, bourses de l'électricité, acteurs de marché. Ce groupe de travail a commencé à examiner les obstacles au développement des échanges transfrontaliers d'électricité qui peuvent résulter des différences d'organisation des marchés entre les différents États membres (niveaux d'information accessibles aux acteurs de marché, règles applicables aux échanges, répartition des charges résultant des obligations de sécurité d'approvisionnement). Ces travaux se prolongeront en 2008.

Eu égard aux difficultés rencontrées par les gestionnaires de réseaux pour construire de nouvelles lignes de transport, le problème de l'insuffisance de certaines capacités d'interconnexion est probablement durable. Tant l'ERGEG, dans son document de consultation publique publié le 5 octobre 2006, que la Commission européenne, dans sa communication du 10 janvier 2007 sur les « Perspectives du marché intérieur du gaz et de l'électricité », insistent sur la nécessité de créer un cadre réglementaire européen commun et stable pour les infrastructures de réseaux transfrontalières. Ce cadre suppose, d'une part, une rationalisation et une simplification des procédures administratives nationales d'autorisation de la construction de nouvelles lignes de transport et, d'autre part, la mise en place d'une structure d'évaluation des projets européens d'investissements transfrontaliers.

Sans attendre la mise en place de ce cadre réglementaire, un effort important de coordination et de transparence doit être entrepris pour faciliter le développement des infrastructures de réseaux transfrontalières. Ainsi, au sein de l'initiative régionale Centre-Ouest, les régulateurs ont demandé que les gestionnaires de réseaux réalisent et publient un plan régional d'investissements. Ce plan devra évaluer les zones de congestion et les efforts d'investissements nécessaires pour assurer une adéquation du réseau de transport européen à l'offre et à la demande d'électricité actuelles et futures.

Le plan régional facilitera le respect par les États membres concernés de leurs obligations résultant de l'article 7 de la directive européenne du 18 janvier 2006 concernant des mesures visant à garantir la sécurité de l'approvisionnement en électricité et les investissements dans les infrastructures. Par la suite, les régulateurs envisagent de définir et de proposer un schéma de financement et des incitations appropriés pour ces investissements.

2.2.2. La gestion de la congestion aux interconnexions

Parallèlement aux actions de long terme à mener pour encourager le développement des capacités d'interconnexion, il convient d'optimiser sans tarder l'utilisation des capacités existantes. Cette optimisation passe par la mise en place de règles d'allocation des capacités d'interconnexion efficaces, transparentes et harmonisées.

Dans cette perspective, la décision de la CRE du 1^{er} décembre 2005, annonçant la publication des feuilles de route, a constitué un tournant important dans la gestion des interconnexions électriques françaises avec, depuis le 1^{er} janvier 2006 :

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

Le rapport annuel sur les échanges aux frontières en 2006, publié par la CRE le 22 mai 2007, montre les progrès importants qui ont pu être obtenus grâce à cette décision, tant en termes d'accès aux interconnexions ouvertes à un plus grand nombre d'acteurs, qu'en termes d'utilisation, plus efficace, des capacités d'interconnexion disponibles (voir encadré 8).

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

- la mise en place sur les interconnexions France-Belgique, France-Allemagne et France-Italie d'un marché secondaire de capacités, dès le 1^{er} janvier 2007 ;
- la mise en place, depuis le 21 novembre 2006, du couplage des marchés organisés français, belge et néerlandais (encadré 9) ;
- la mise en place, le 1^{er} juin 2007, d'échanges intra-journaliers avec la Belgique.

Il est encore trop tôt pour apprécier complètement l'impact de ces avancées sur le développement des échanges frontaliers. Toutefois, l'introduction du couplage de marchés a, d'ores et déjà, permis d'augmenter le niveau d'utilisation des capacités sur l'inter-

Encadré 8 : Les impacts de la décision du 1^{er} décembre 2005

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

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

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

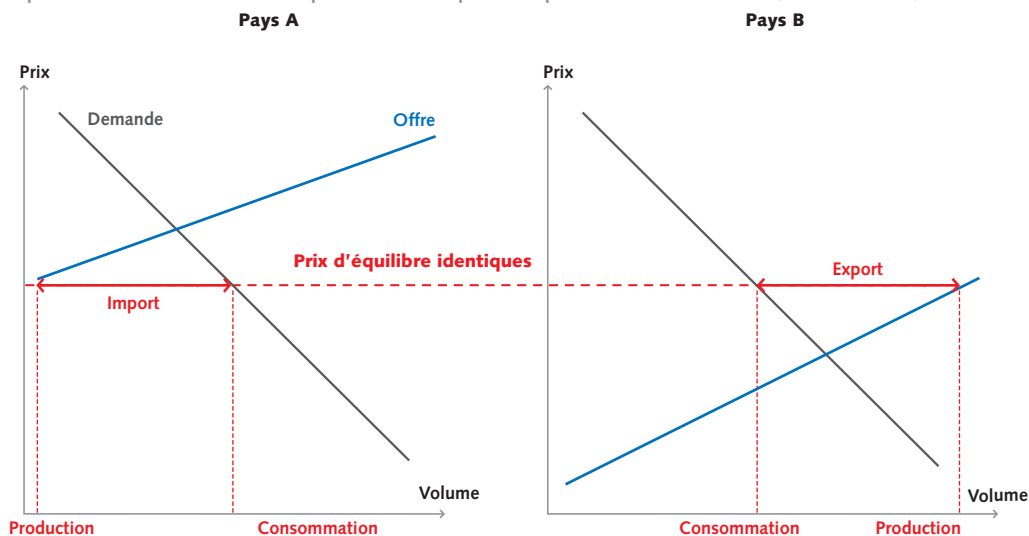
	2005	2006
Allemagne	63%	69%
Belgique (depuis le couplage des marchés)	-	96%
Espagne	77%	82%
Italie	77%	89%

Encadré 9 : Qu'est-ce que le couplage des marchés organisés ?

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

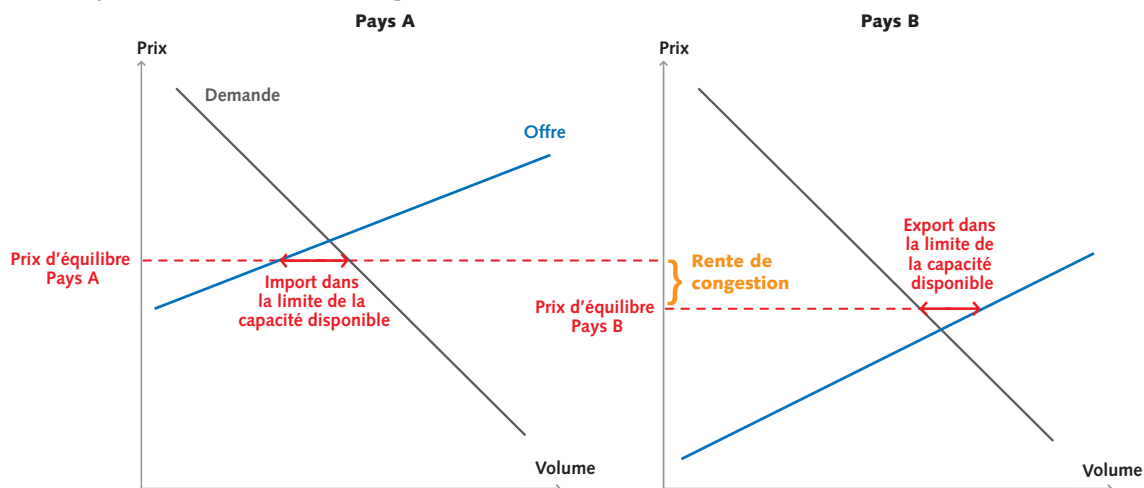
- soit, lorsque les capacités d'interconnexion sont suffisantes, jusqu'à convergence des prix entre les marchés (cas 1, ci-dessous, avec deux marchés couplés) ;

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



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

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



Le fonctionnement du couplage de marché suppose une coordination approfondie :

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

connexion France-Belgique et la convergence des prix entre les marchés (encadré 8).

En revanche, la sous-utilisation constatée pendant l'année 2006 sur les autres interconnexions continentales montre que des progrès restent encore à réaliser pour assurer une meilleure utilisation des capacités d'interconnexion existantes (encadré 10).

Pour atteindre cet objectif, la CRE a identifié avec les régulateurs des pays voisins deux chantiers pour la période :

A. Assurer la conformité des mécanismes de gestion de la congestion aux interconnexions avec les prescriptions des textes réglementaires européens

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

- Le règlement européen du 26 juin 2003

Le règlement européen du 26 juin 2003, entré en application le 1^{er} juillet 2004, dispose que les méthodes de gestion de la congestion aux interconnexions doi-

vent être coordonnées avec les gestionnaires de réseaux voisins, non-discriminatoires, fondées sur le marché et susceptibles de fournir des signaux économiques efficaces aux opérateurs du marché. Ces méthodes doivent satisfaire des exigences en matière de planification et de publication des capacités d'interconnexion comme en matière de gestion opérationnelle (indemnisation des acteurs en cas de réduction de capacité, application de la règle dite du *use-it-or-lose-it*, mise à disposition du maximum de capacité disponible, *netting* des flux nominés, utilisation encadrée des revenus d'enchères, etc.).

- Les orientations pour la gestion et l'attribution de la capacité de transfert disponible des interconnexions entre réseaux nationaux

Ces orientations, entrées en application le 1^{er} décembre 2006, précisent un certain nombre de dispositions du règlement auquel elles se rattachent et dont elles partagent le caractère juridiquement contraignant.

Il résulte de ces deux documents des exigences auxquelles doivent satisfaire les gestionnaires de réseaux de transport.

Un état des lieux de la conformité des règles régissant les interconnexions françaises aux prescriptions du règlement européen et aux orientations pour la gestion des congestions (encadré 11) permet de mettre en lumière les points sur lesquels un effort tout particulier sera demandé aux gestionnaires de réseaux.

Encadré 10 : Sous-utilisation des capacités d'interconnexion restant disponibles en J-1 en 2006

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

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

Encadré 11 : Statut des interconnexions électriques entre la France et les autres États membres vis-à-vis des orientations pour la gestion des congestions

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

	France / Angleterre	France / Belgique	France / Allemagne	France / Espagne	France / Italie
Mécanisme d'allocation en infra-journalier (art. 1.9)	non, les échanges infra-journaliers sont effectués à l'aide de modifications des nominations journalières uniquement	oui, depuis mai 2007	oui	oui	non, aucun échange infra-journalier n'est même possible entre la France et l'Italie
Optimisation du degré de fermeté (financière) des capacités (art. 2.4) Indemnisation des réductions (art. 6.2 du règlement)	non, une réduction de capacité n'est pas systématiquement indemnisée	La règle d'indemnisation en cas de réduction de capacités (hors cas de force majeure) prévoit une indemnisation à hauteur de 110% du prix payé. Le principe d'une indemnisation sur la base du différentiel de prix des marchés est à l'étude.			
Répartition des capacités soumise aux régulateurs (art. 2.6)	la structure des capacités selon les échéances de temps pour 2006 a été tacitement reconduite en 2007	oui, mais soumise après les premières enchères pour 2007	la structure des capacités selon les échéances de temps pour 2006 a été tacitement reconduite en 2007	la structure des capacités selon les échéances de temps pour 2006 a été tacitement reconduite en 2007	la structure des capacités selon les échéances de temps pour 2006 a été tacitement reconduite en 2007
Non discrimination entre OTC et marchés organisés (art. 2.7)	oui	oui	oui	non	oui
Suppression du prix de réserve (art. 2.9)	en pratique oui, puisque le prix de réserve est fixé à zéro ; cependant les règles doivent encore être modifiées en ce sens	oui	oui	oui	oui
Nomination ferme des programmes et Use-It-or-Lose-It (art. 2.5 et 2.11)	non, les capacités périodiques sont nommées définitivement en même temps que les capacités journalières	oui	oui	oui	oui
Netting des programmes nommés (art. 4.2)	non, pour la raison ci-dessus	non, le netting n'est pas effectué alors que les capacités périodiques sont nommées avant l'allocation journalière	oui	oui	oui
Existence de marchés secondaires (art. 2.12)	oui	oui	oui	non	oui
Coordination des GRT au niveau régional (art. 3.5)					
- modèle de transport commun	non, chaque GRT utilise son propre modèle de réseau	non, chaque GRT utilise son propre modèle de réseau	non, chaque GRT utilise son propre modèle de réseau	non, chaque GRT utilise son propre modèle de réseau	non, chaque GRT utilise son propre modèle de réseau
- allocation coordonnée	non, l'allocation n'est coordonnée qu'au niveau bilatéral	non, l'allocation n'est coordonnée qu'au niveau bilatéral	non, l'allocation n'est même pas coordonnée au niveau bilatéral en infra-journalier	non, l'allocation n'est coordonnée qu'au niveau bilatéral	non, l'allocation n'est coordonnée qu'au niveau bilatéral
Pas de limitation de la capacité d'interconnexion pour résoudre des congestions internes (art. 1.7)			Conformité à l'étude		
Transparence (article 5)	partielle	partielle	partielle	partielle	partielle
Utilisation de la rente de congestion (art. 6.6 du règlement)	<ul style="list-style-type: none"> • Côté français, les revenus d'enchères sont déduits des charges à couvrir par le tarif d'utilisation du réseau • Côté anglais, la conformité de l'utilisation des revenus est à l'étude 	Oui : des deux côtés de l'interconnexion, les revenus d'enchères sont déduits des charges à couvrir par le tarif d'utilisation du réseau.			

B. Poursuivre l'harmonisation et l'amélioration des méthodes de gestion de la congestion aux interconnexions

Les principales actions concernées sont :

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

Toutes ces améliorations visent à faciliter, simplifier et optimiser les échanges aux frontières afin de réduire le prix de l'électricité pour les consommateurs finals.

3. L'exploitation du réseau interconnecté européen d'électricité et la sécurité d'alimentation

3.1. Le rapport de la CRE sur la panne d'électricité du 4 novembre 2006

Le 4 novembre 2006, un incident de grande ampleur survenu sur le réseau interconnecté européen à très haute tension a privé d'électricité quinze millions d'habitants de l'Ouest de l'Europe dont cinq millions de français pendant près de deux heures.

Étant donné les conséquences constatées sur le territoire national, la CRE a décidé, dès le 5 novembre 2006, de mener sa propre enquête pour informer les consommateurs français de la chronologie des faits et des causes précises de cette panne. Le rapport d'enquête de la CRE a été publié le 8 février 2007.

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

3.1.1. Le rappel des faits

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

La séparation du réseau interconnecté a entraîné des déséquilibres instantanés entre la production et la consommation d'électricité dans chaque zone. En France et dans toute la zone Ouest, ce déséquilibre a fait chuter la fréquence de 50 à 49 Hz.

Conformément au plan de défense prévu dans ce type de situation, le délestage automatique et sélectif d'une partie de la consommation était nécessaire pour éviter un effondrement total du système électrique (*black-out*). En France, le déclenchement de ce plan de défense a conduit, vers 22h10, au délestage de près de 6 300 MW de consommation inégalement répartis sur l'ensemble des départements métropolitains continentaux.

Ces interruptions d'alimentation électrique ont duré le temps nécessaire aux gestionnaires de réseaux de transport européens pour obtenir le démarrage de nouveaux moyens de production et rétablir des conditions acceptables de fonctionnement du système électrique. Entre 22h30 et 23h10, la reprise de l'alimentation de l'ensemble des consommateurs français affectés par cet incident était réalisée. Par ailleurs, peu avant 23h00, les gestionnaires de réseaux de transport concernés ont pu remettre sous tension les lignes qui avaient déclenché pour reconstituer le réseau interconnecté européen.

3.1.2. Les causes de la panne d'électricité

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

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

- le manque de coordination entre ces mêmes gestionnaires de réseaux pour la gestion en temps réel de l'évolution des flux.

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

Ce constat confirme celui qui avait été fait par les régulateurs italien (AEEG) et français après le *black-out* survenu en Italie le 28 septembre 2003. Trois ans après, les gestionnaires des réseaux de transport européens n'avaient pas encore tiré toutes les conséquences de cette panne d'électricité à grande échelle.

Par ailleurs, les conséquences de la panne d'électricité du 4 novembre 2006 ont été aggravées par le comportement d'ensemble de la production décentralisée. Dans la plupart des pays européens, ce comportement a été marqué par le caractère aléatoire des déconnexions et des reconnexions de ces installations, ce qui a contribué à augmenter, de manière imprévisible, le déséquilibre entre la production et la consommation.

3.1.3. Les recommandations de la CRE et de l'ERGEG

En Europe, la CRE partage les conclusions du rapport de l'ERGEG, auquel elle a contribué, sur le comportement du réseau européen. La mise en œuvre des recommandations de ce rapport aurait permis de prévenir l'incident du 4 novembre 2006 et, à tout le moins, d'en limiter les conséquences pour les consommateurs.

Pour renforcer la sûreté du réseau interconnecté, il est urgent d'instaurer et d'adopter de nouvelles règles techniques, harmonisées et juridiquement contraignantes pour les gestionnaires des réseaux de transport. Leur respect devra faire l'objet d'un contrôle externe rigoureux par une autorité disposant de pouvoirs suffisants d'investigation et de sanction.

La solution du contrôle « entre pairs », préconisée par certaines associations de gestionnaires de réseaux d'électricité, a montré ses limites. Les deux grands incidents constatés récemment sur le réseau électrique européen, en Allemagne en novembre 2006 et en Suisse en septembre 2003 (origine du *black-out* italien) trouvent leur origine dans des pays caractérisés par une pluralité de gestionnaires de réseaux de transport et une culture traditionnellement fondée sur l'auto-régulation. Les règles devront être précisées en ce qui concerne le contrôle du niveau de sûreté d'exploitation du réseau (règle de sécurité dite du « N-1 »), l'organisation des délestages et la phase de réalimentation des consommateurs délestés (cf. encadré 12).

La coordination des gestionnaires de réseaux européens doit être rendue plus efficace en matière de prévision des flux d'énergie, de gestion de ces flux en temps réel, de mobilisation des réserves d'exploitation disponibles et de mesures d'urgence telles que délestages et relestages.

Le déroulement de l'incident du 4 novembre 2006 fait ressortir la nécessité que la production décentralisée contribue à la sûreté d'exploitation des réseaux dans l'intérêt de l'ensemble des consommateurs qui sont raccordés à ce réseau. À cet égard, il convient que :

- les exigences en matière de stabilité des installations de production décentralisée lors de la survenue de

Encadré 12 : La règle de sécurité dite du « N-1 »

Les règles de l'UCTE prévoient que : tout événement probable conduisant à la perte d'éléments du réseau ne doit pas remettre en cause la sûreté de fonctionnement du système interconnecté. En particulier, il ne doit pas conduire à une cascade de déclenchements ou à une forte perte de consommation. Les éléments du réseau restant opérationnels doivent pouvoir supporter la charge supplémentaire, les écarts de tension ou les régimes transitoires engendrés.

Cette règle dite du « N-1 » est généralement appliquée en considérant que la perte d'un élément du réseau ne doit pas porter atteinte à sa sûreté de fonctionnement du système électrique. Les éléments du réseau pris en compte ne sont pas les mêmes pour tous les gestionnaires de réseau de transport de l'UCTE.

Lorsque la perte simultanée de plusieurs éléments du réseau a une probabilité suffisante, les gestionnaires sont amenés à généraliser ce critère alors appelé « N-k » (k désignant le nombre d'éléments considérés comme pouvant être perdus simultanément).

variations de la fréquence du réseau interconnecté synchrone soient plus contraignantes ;

- les gestionnaires de réseaux de transport bénéficient de meilleures informations en temps réel sur le comportement des installations de production décentralisée afin de pouvoir en compenser plus efficacement les évolutions aléatoires.

En France, dans son rapport publié le 8 février 2007, la CRE constate que le système électrique français a largement contribué à réduire les conséquences de la panne sur le système électrique européen. Certaines règles appliquées par le gestionnaire du réseau de transport français, RTE, pourraient être utilement généralisées à l'échelle européenne.

Certaines insuffisances ont été constatées dans la mise en œuvre des mesures palliatives d'urgence. Cela a conduit la CRE à recommander que ces gestionnaires des réseaux :

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

3.2. Les travaux de l'ERGEG sur l'évolution des règles d'exploitation de l'UCTE

Conformément à la demande exprimée par les participants des IX^e et X^e forums de Florence en 2002 et 2003, l'UCTE a engagé une réforme de ses règles pour assurer la sécurité de fonctionnement du système électrique interconnecté dans le nouveau contexte né de l'ouverture du marché de l'électricité. Cette démarche s'est concrétisée par la rédaction d'un guide d'exploitation (*Operation Handbook*), l'adoption d'un cadre contractuel visant à assurer l'opposabilité des règles entre les gestionnaires de réseaux (*Multilateral agreement*) et la mise en place d'un outil de contrôle du respect des règles par les gestionnaires de réseaux (*Compliance monitoring and enforcement process*).

Depuis 2004, l'ERGEG et la Commission européenne ont rencontré à plusieurs reprises les représentants de l'UCTE dans le but d'échanger sur le contenu du guide d'exploitation et les moyens de sa mise en

œuvre. À l'occasion du XII^e forum de Florence, en septembre 2005, l'ERGEG a souligné les insuffisances persistantes de la solution proposée par l'UCTE.

Lors d'un séminaire organisé à Bonn le 12 décembre 2006, en présence de représentants de l'ERGEG et de la Commission européenne, l'UCTE a engagé la première révision de son nouveau guide d'exploitation. Les régulateurs européens ont renouvelé leur demande d'une évolution rapide des règles d'exploitation afin de corriger les insuffisances identifiées, d'une part, à la suite du *black-out* survenu en Italie en septembre 2003 et, d'autre part, lors des réunions antérieures avec l'UCTE. L'ERGEG et la Commission européenne ont souligné que la mise en place d'un cadre légal adapté devait rendre contraignantes ces règles et que le processus de contrôle de leur application devait faire intervenir les régulateurs.

Les rapports d'enquête de l'ERGEG et de la CRE sur la panne d'électricité du 4 novembre 2006, publiés respectivement les 6 et 8 février 2007, ont rappelé les graves conséquences sur la sûreté d'exploitation de règles incomplètes, imprécises et non contraignantes.

3.3. La participation de la CRE au groupe de travail « Qualité de service » du CEER

En 2006, le groupe de travail « Qualité de service » (*Electricity Quality of Service Task Force*) du CEER a publié sur le site de l'ERGEG un document de consultation publique sur la révision de la norme EN 50160 relative aux limites des perturbations de l'onde de tension à respecter par les gestionnaires des réseaux de distribution d'électricité.

Parallèlement, le groupe de travail a entamé des discussions avec le Comité Européen de Normalisation Électrotechnique (CENELEC) et a proposé diverses améliorations. Le CENELEC semble désormais favorable à ce projet. Il a créé, dans ce but, trois sous-groupes de travail destinés à traiter les différents axes de révision :

- définition et classification des creux de tension et des surtensions ;
- élargissement de la norme aux réseaux haute et très haute tension ;
- révision de l'intervalle de temps pour la mesure des variations de la tension.

L'analyse des résultats de la consultation publique et le prolongement des discussions avec le CENELEC sont des objectifs de l'année 2007 pour le groupe de travail.

En collaboration avec l'École de régulation de Florence (FSR), le groupe de travail a également finalisé le guide pratique destiné à aider les pays désireux d'instaurer un système de régulation incitative de la qualité. Ce guide sera publié et diffusé par la FSR.

La validation du rapport sur la gestion des événements exceptionnels débuté en 2006 est prévue pour l'année 2008. L'objectif du rapport est de présenter les meilleures pratiques en matière de gestion des événements exceptionnels afin de mettre en place une régulation dans ce domaine. Il s'agit d'un projet à long terme qui nécessite des discussions approfondies avec les gestionnaires de réseaux.

Pour l'année 2007, les régulateurs européens ont également le projet d'examiner la faisabilité d'un questionnaire harmonisé au niveau européen pour les enquêtes de satisfaction auprès des utilisateurs.

La publication du 4^e rapport sur la comparaison des niveaux de qualité de fourniture d'électricité (*4th Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply*) est prévue pour début 2008 et intégrera les performances de 2007. Ce projet s'inscrit dans la continuité des trois premiers rapports de 2001, 2003 et 2005.

4. Les autres activités européennes de la CRE

4.1. L'information et la protection des consommateurs (CPR) et le fonctionnement des marchés de détail

La CRE préside, depuis sa création en 2006, le groupe de travail de l'ERGEG consacré à l'information

et à la protection des consommateurs. Elle participe également aux travaux ERGEG consacrés au fonctionnement des marchés de détail de l'électricité et du gaz naturel.

La CRE a piloté en 2006 la rédaction d'un guide de bonnes pratiques en matière d'information pré-contractuelle des consommateurs. Il s'agit de la compilation des résultats d'une enquête menée dans les 12 premiers pays européens ayant ouvert leurs marchés de l'électricité ou du gaz aux consommateurs résidentiels : Allemagne, Autriche, Belgique (Flandre), Danemark, Espagne, Finlande, Irlande, Italie, Norvège, Pays-Bas, Royaume Uni et Suède.

Dans la plupart de ces pays, c'est le régulateur qui assure l'information non commerciale des clients, seul ou en partenariat, quand celui-ci existe, avec le médiateur en charge du règlement à l'amiable des litiges entre consommateurs et fournisseurs.

Trois catégories de bonnes pratiques ont été identifiées :

- les services d'information des consommateurs accessibles par téléphone, courriel, courrier et télécopie. Ces services ont tous mis en place un site internet ;
- les supports d'information générale, par exemple sur les démarches à accomplir ;
- les supports d'information spécifiques, comme des listes des fournisseurs, des comparateurs de prix.

Afin de partager ces bonnes pratiques, ERGEG a publié en janvier 2007 le guide de bonnes pratiques et la CRE, sous l'égide de l'ERGEG, a réuni le 20 avril 2007 les régulateurs et médiateurs européens de l'énergie à Paris au sein d'ateliers de travail sur l'information des consommateurs.

La CRE a également piloté pendant le premier semestre 2007 la rédaction d'un état des lieux sur la

régulation des prix de détail de l'électricité et du gaz naturel en Europe. Ce document, publié le 15 juin 2007 sur le site internet de l'ERGEG (www.ergeg.org), a aussi servi de point de départ pour l'élaboration d'une position ERGEG sur ce sujet.

4.2. Le développement de la dimension internationale des régulateurs (ISG)

L'Assemblée Générale du Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER) a décidé en décembre 2006 de mettre fin aux activités d'un groupe de travail dénommé « Coopération internationale, formation et benchmarking » (ITB) et de confier la réflexion sur les sujets internationaux à un nouveau groupe de travail : « Stratégie internationale » (ISG – *International Strategy Group*), géré par la CRE et présidé par Philippe de Ladoucette.

Dans le but de renforcer l'efficacité et la cohérence des actions de coopération et d'assistance technique que mènent les régulateurs, l'ISG a pour mission de réfléchir à une stratégie globale de coopération internationale du CEER, de faire des propositions concernant les sujets et actions prioritaires des régulateurs en fonction des moyens disponibles, d'assurer le lien avec les Directions générales « Relations extérieures » et « Énergie et transports » de la Commission européenne, et plus généralement d'incarner la dimension internationale du CEER. Enfin, l'ISG devra, le cas échéant, développer une stratégie de formation adaptée aux membres du Conseil des régulateurs européens.

La première réunion de ce groupe ISG s'est tenue à Paris le 5 mars 2007, au cours de laquelle les participants ont dressé le bilan de l'action menée préalablement par le groupe ITB. Ils ont décidé de se servir de ces travaux en actualisant ses conclusions au regard des événements survenus depuis l'été 2006 (crise gazière entre Russie et Biélorussie, propo-

sitions publiées par la Commission européenne en janvier 2007, intégration de la Roumanie et de la Bulgarie au sein de l'Union européenne, etc.) avant de poser les bases de la stratégie internationale du CEER à compter de l'année 2007.

Dans ce cadre, les participants ont approuvé une liste d'actions prioritaires, parmi lesquelles une série de rencontres avec les Directions générales compétentes de la Commission européenne visant à mieux cerner ses priorités en matière internationale liées à l'énergie.

La Commission Nationale de l'Énergie espagnole (CNE) et la CRE ont été chargées d'assurer ces contacts au nom du groupe. Leurs représentants se sont ensuite entretenus avec des membres du cabinet du Commissaire Piebalgs et des directions générales Énergie et Transports (DG TREN), Relations extérieures (DG RELEX), Élargissement (DG ELARG), Développement (DG DEV) et de l'Office européen de Coopération (AIDCO).

Ces entretiens ont permis de faire le point sur la politique menée par la Commission européenne en matière de coopération internationale, politique fortement axée sur la sécurité d'approvisionnement en énergie, sur ses priorités et les nombreux outils existants. Ces informations, organisées par type de projets et par zone géographique, permettront au groupe ISG d'affiner les propositions qu'il fera ultérieurement à l'assemblée générale du CEER et d'assurer une cohérence entre les actions des différentes parties prenantes.

Parmi les autres sujets traités, l'on peut citer les échanges avec l'Agence internationale de l'énergie (AIE), l'organisation conjointe de manifestations avec les régulateurs Nord-Américains et Latino-Américains ou encore l'assistance technique à fournir aux pays relevant de l'initiative dite de Baku (pays situés à l'est de l'Europe, autour de la mer Noire et de la mer Caspienne...).

→ L'action de la CRE au plan national

36

Synthèse	37
I. Les réseaux et infrastructures	43
1. Les données générales	43
2. Les réseaux d'électricité	51
3. La régulation des réseaux et infrastructures de gaz	70
II. Les marchés	80
1. L'évolution du contexte législatif et réglementaire des marchés de l'électricité et du gaz naturel	80
2. Les marchés de l'électricité	81
3. Les marchés du gaz naturel	104
4. La préparation de l'ouverture complète des marchés au 1 ^{er} juillet 2007	117
5. La surveillance des marchés	126
III. Le service public de l'électricité et du gaz naturel	126
1. Les dispositifs de soutien à la production d'électricité : cogénération et énergies renouvelables	126
2. Les charges de service public de l'électricité	128
3. Le recouvrement de la CSPE	132
4. Actions de la CRE relatives au TaRTAM	133

La CRE concourt, **au bénéfice des consommateurs**, au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz

La CRE veille à ce que les gestionnaires de réseaux offrent une **qualité d'acheminement** en ligne avec les niveaux de tarif perçu

Pour préparer l'ouverture complète des marchés, la CRE a joué un rôle pilote dans les travaux de **concertation** entre les différents acteurs

Synthèse

Les secteurs de l'électricité et du gaz sont en profonde évolution. D'un côté, l'ouverture des marchés initiée par les directives européennes concerne l'ensemble des consommateurs depuis le 1^{er} juillet 2007. De l'autre, le changement d'échelle des marchés, autrefois nationaux, aujourd'hui européens, entraîne une re-composition du paysage industriel.

Malgré ces évolutions, le processus de mise en place du marché intérieur de l'énergie reste encore, largement, à construire et ce, dans un contexte d'interrogations suscitées par la volatilité des prix de l'énergie.

En vertu de sa mission générale, fixée par la loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie, la CRE

« concourt, au bénéfice des consommateurs finals, au bon fonctionnement des marchés du gaz et de l'électricité ».

Pour répondre à cette mission, la CRE a vu ses compétences renforcées. Désormais, elle dispose d'une compétence propre en matière de surveillance des marchés et la plupart de ses pouvoirs dans le secteur du gaz sont alignés sur ceux qu'elle détient dans le secteur de l'électricité

Par ailleurs, la loi a augmenté le nombre de membres du collège des commissaires, qui passe de sept à neuf avec deux nouveaux membres représentant les consommateurs. Elle a mis en place un comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDs), distinct du collège.

I. Garantir l'accès aux réseaux et inciter à l'investissement

La CRE a en charge la régulation des marchés de l'électricité et du gaz. Elle tient compte des spécificités de chacune de ces énergies.

L'électricité est une énergie qui n'est pas stockable et qui est produite sur le territoire de l'Union européenne selon des modes de production dont les coûts sont différents.

Le gaz, en revanche, est une énergie très largement importée, mais stockable. Son prix est largement fixé par les contrats à long terme indexés sur les prix des produits pétroliers.

Les réseaux de transport et les infrastructures de distribution, d'électricité comme de gaz, sont des monopoles naturels : ils doivent donc être régulés. En vertu de l'article 28 de la loi du 10 février 2000, la CRE veille « à ce que les conditions d'accès aux réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel n'entravent pas le développement de la concurrence ». Pour assurer cette mission, elle doit garantir un accès non discriminatoire, transparent et disponible au juste prix pour tous les utilisateurs ; elle doit mettre en place les conditions favorables au développement des infrastructures de transport et de distribution afin d'assurer l'approvisionnement des consommateurs et le plein exercice de la concurrence.

1. Les tarifs d'utilisation des réseaux

Les tarifs d'utilisation des réseaux sont élaborés par la CRE puis proposés aux ministres chargés de l'économie et de l'énergie qui ne peuvent que les approuver, sans les modifier, ou les rejeter. Ces tarifs garantissent l'autonomie des gestionnaires de réseaux en offrant les ressources nécessaires à leurs investissements de maintenance et de développement.

Les tarifs d'utilisation des réseaux publics d'électricité (TURPE) concernent les réseaux de transports et de distribution. L'application de ces tarifs depuis le 1^{er} janvier 2006 permet de tracer des pistes d'évolutions pour les tarifs à venir. Les gestionnaires de réseaux doivent être incités à accroître progressivement leur efficacité et ainsi permettre une baisse des tarifs d'utilisation des réseaux tout en maintenant une haute qualité de service, à laquelle la CRE accorde une attention toute particulière.

Dans le secteur du gaz les nouveaux tarifs de transport proposés par la CRE, entrés en vigueur au 1^{er} janvier 2007, ont permis de clarifier le mode de rémunération des actifs et les mesures d'incitation à l'investissement.

Ces tarifs sont adaptés aux caractéristiques des deux gestionnaires de réseaux de transport de gaz présents sur le territoire français. En euros constants, le tarif d'accès au réseau géré par GRTgaz est en baisse de 5,8% alors que le tarif d'accès au réseau géré par TIGF augmente de 5,2% afin de tenir compte des dépenses importantes nécessaires en matière de sécurité et des investissements à venir pour renforcer l'artère de Guyenne.

2. Les taux majorés accordés par la CRE aux investissements

Actuellement, les réseaux de transport de gaz et les terminaux méthaniers bénéficient d'un système de bonification des taux afin d'inciter les opérateurs à investir. Tout nouvel investissement mis en service depuis 2004 bénéficie d'une majoration de 125 points de base pour les infrastructures de transport et pour les terminaux méthaniers. Ces dispositions se justifient par la volonté de favoriser la concurrence par une amélioration des capacités d'entrée et de transport du gaz sur le territoire français et par la nécessité d'améliorer la sécurité d'approvisionnement en diversifiant les sources.

Ce système de rémunération et de primes additionnelles est réexaminé par la CRE à chaque nouvelle proposition tarifaire. La préparation des futurs tarifs d'accès aux infrastructures électriques et gazières est donc susceptible d'entraîner une modification des mécanismes de rémunération des investissements.

La part des investissements de nature à contribuer significativement à l'amélioration du fonctionnement du marché du gaz, peut se voir attribuer, par la CRE, une majoration additionnelle de 300 points de base pour une période de 5 ou 10 ans pour les infrastructures de transport. La CRE a aujourd'hui une meilleure connaissance du marché. Ceci lui permet d'affiner ses critères de décision pour l'attribution de cette majoration additionnelle.

Pour les terminaux méthaniers une prime de 200 points de base est ajoutée au taux de rémunération afin de prendre en compte le risque spécifique lié à cette activité.

3. Le pouvoir d'approbation par la CRE des programmes d'investissements des GRT

Dans le secteur de l'électricité, l'approbation annuelle par la CRE du programme d'investissements de RTE tient compte des besoins de développement et de renouvellement, évalués à 10 milliards d'euros d'ici 2020.

La CRE a demandé que les programmes d'investissements de RTE soient accompagnés d'engagements de respect des critères de qualité de service en matière de sûreté du système électrique, de sécurité d'approvisionnement, de qualité de l'alimentation, de maintenance et de renouvellement des ouvrages, de raccordement des nouveaux clients et de résorption des congestions sur le réseau.

En ce qui concerne les interconnexions, RTE n'a présenté, en 2006, aucun échéancier de réalisation de nouveaux projets pour les frontières avec la Grande-Bretagne, l'Allemagne, la Suisse et l'Italie. Le niveau des investissements visant à renforcer les capacités d'interconnexions apparaît insuffisant dans la perspective de la construction du marché intérieur européen. La CRE a demandé à RTE de faire des propositions permettant d'augmenter les dépenses consacrées aux nouvelles infrastructures d'interconnexion.

Dans le secteur du gaz, la nouvelle compétence dont dispose la CRE en matière d'approbation des programmes d'investissement des gestionnaires de réseaux de transport est mise en œuvre courant 2007 pour préparer l'approbation du programme 2008.

4. Le rapport sur l'indépendance des gestionnaires de réseaux

L'indépendance des gestionnaires de réseaux par rapport aux entreprises intégrées auxquelles ils appartiennent est un principe structurant de l'organisation des marchés de l'électricité et du gaz.

En matière de transport d'électricité, la société concernée est RTE, filiale d'EDF, et en matière de transport de gaz, les sociétés concernées sont GRTgaz, filiale de Gaz de France, qui gère les réseaux de transport de gaz sur la majeure partie du territoire, et TIGF, filiale de Total, qui gère le réseau dans la partie sud-ouest.

Pour la distribution, les deux principaux gestionnaires des réseaux de distribution (GRD) sont ERD, pour EDF, et Gaz de France RD. Les autres autorités organisatrices de la distribution concèdent le service à d'autres entreprises ou l'exploitent en régie. Ces autres entreprises ou régies représentent au total 160 entreprises locales de distribution (ELD) pour l'électricité (desservant 5% de la population française) et 23 ELD pour le gaz (4% de la population).

La CRE contrôle le respect par les gestionnaires de réseaux de leurs obligations en matière de non-discrimination et de transparence. Elle a publié, en novembre 2006, son deuxième rapport annuel sur le respect des codes de bonne conduite et sur l'indépendance des gestionnaires de réseaux.

Pour le réseau de transport d'électricité, la situation apparaissait globalement satisfaisante. En 2007, l'attention de la CRE se concentre sur la bonne gouvernance des gestionnaires de réseaux de transport (GRT) de gaz.

Pour les GRD, la CRE a fait porter ses efforts, en 2006, sur la mise en place des codes de bonne conduite requis par la loi. En 2007, la CRE s'attache à contrôler leur mise en œuvre. Les GRD sont soumis aux mêmes obligations communautaires que les GRT. Après leur filialisation qui aurait dû être réalisée au 1^{er} juillet 2007, la CRE s'assurera des conditions effectives de leur indépendance.

II. Favoriser le développement de la concurrence et faire bénéficier les consommateurs de l'ouverture complète des marchés

Le développement de la concurrence dans les secteurs de l'électricité et du gaz suppose l'émergence sur les marchés de gros et sur les marchés de détail de nouveaux fournisseurs, concurrents des anciens monopoles publics qui occupent toujours des positions dominantes.

Il est donc nécessaire que les marchés de gros permettent aux fournisseurs alternatifs de s'y approvisionner au meilleur coût, tout en donnant des signaux de prix fiables aux investisseurs potentiels afin de développer les capacités de production indispensables pour répondre à l'accroissement de la demande, en pointe et en semi base.

Pour les marchés de détail, la possibilité offerte à l'ensemble des consommateurs, depuis le 1^{er} juillet 2007, d'opter pour une offre de marché sera attractive à condition qu'ils puissent le faire sans entrave et en toute connaissance de cause.

1. Les marchés de gros manquent encore de liquidité

Les marchés de gros incluent, d'une part, les transactions effectuées sur les marchés organisés, comme la bourse de l'électricité Powernext, et, d'autre part, celles effectuées au travers d'échanges de gré à gré. Les marchés de gros comprennent des échanges purement financiers et des transactions débouchant sur une livraison physique d'électricité sur le réseau français.

En raison de la prédominance des échanges de gré à gré, les marchés de gros français de l'électricité et du

gaz sont moins liquides que d'autres marchés européens de taille comparable.

L'intégration verticale des activités de négoce, de production et de fourniture au sein d'EDF et de Gaz de France n'incite pas les opérateurs historiques à intervenir sur les marchés de gros, ce qui provoque une faible liquidité du marché des produits à terme.

Le contrôle de l'essentiel des sources d'approvisionnement physiques par les anciens monopoles publics, la faiblesse des capacités d'importation et les limites des dispositifs de cessions d'énergie (*Virtual Power Plan* et *gas release*), réduisent les possibilités d'approvisionnements compétitifs, sur les marchés de gros, des fournisseurs ne disposant pas de ressources propres.

Les projets de terminaux méthaniers devraient contribuer à la diminution de la concentration en amont des marchés de gros. En revanche, les projets de construction de nouvelles centrales portés par les fournisseurs alternatifs d'électricité, s'ils amélioreront leurs conditions d'approvisionnement, ne réduiront pas significativement la concentration de la production.

La loi du 7 décembre 2006 a donné à la CRE la mission de surveiller les transactions entre producteurs, négociants et fournisseurs sur les marchés organisés et sur les marchés de gré à gré.

La CRE met en place un dispositif de surveillance de la formation des prix de gros afin de vérifier que celle-ci relève bien du jeu de la concurrence. Il s'agira, par l'analyse des prix et des décisions des acteurs, de détecter tout comportement anormal et pouvant révéler une manipulation.

2. Le bilan de l'ouverture du marché des clients professionnels est mitigé

L'ouverture est limitée, en gaz comme en électricité: 16,5% des professionnels, soit 766 300 sites au 1^{er} avril 2007, ont souscrit à une offre de marché pour l'électricité et près de 17,1% ont fait de même pour le gaz, soit 117 800 sites au 1^{er} avril 2007.

La dynamique des secteurs du gaz et de l'électricité est différente depuis 2006. Le rythme de la croissance du nombre de sites titulaires d'un contrat aux prix de marché s'est nettement ralenti pour l'électricité (145 000 nouveaux sites titulaires d'un contrat au prix de marché durant le dernier trimestre 2005, contre 64 000 durant le dernier trimestre 2006), alors qu'elle s'est accélérée pour le gaz (12 500 nouveaux sites titulaires d'un contrat au prix de marché durant le dernier trimestre 2005, contre 14 700 durant le dernier trimestre 2006), en raison d'un tarif réglementé du gaz proche du niveau des prix sur le marché.

Pour l'électricité, le ralentissement de la croissance s'explique par l'augmentation des prix de gros qui ont atteint des niveaux très supérieurs aux tarifs de fourniture, ce qui rend difficile la présentation d'offres attractives par les fournisseurs alternatifs.

Les procédures et les systèmes d'information mis en place pour l'ouverture des marchés aux consommateurs non résidentiels ont bien fonctionné. Alors que 766 300 sites en électricité et 117 800 sites en gaz sont dans le marché, la CRE n'a enregistré qu'une centaine de réclamations, chaque mois, depuis juillet 2004.

3. Le cadre législatif de l'ouverture des marchés a été complété par la loi du 7 décembre 2006

La loi du 7 décembre 2006 a instauré des mesures de protection des consommateurs. Ces dispositions apportent des garanties aux consommateurs résidentiels. La plupart de ces dispositions sont également applicables aux petits clients professionnels.

La loi a établi, comme c'était déjà le cas en électricité, un tarif social du gaz pour les plus démunis.

Concernant les tarifs réglementés d'électricité et de gaz, la loi prévoit qu'ils peuvent continuer à s'appliquer sur les sites qui en bénéficient déjà. Ce dispositif instaure une irréversibilité de l'ouverture au marché pour les sites où un titulaire du contrat aura exercé son éligibilité.

Le Conseil constitutionnel ayant censuré certaines dispositions de la loi du 7 décembre 2006 jugées contraires au droit communautaire, pour les nouveaux sites, une disposition, adoptée dans le cadre de la loi du 5 mars 2007, ouvre le bénéfice des seuls tarifs réglementés d'électricité pour les sites qui se raccorderont au réseau avant le 1^{er} juillet 2010.

La loi du 7 décembre 2006 instaure également le tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaR-TAM) qui ne concerne que l'électricité. Il permet aux consommateurs non résidentiels, qui ont souscrit une offre de marché, de voir leur prix plafonné à un niveau supérieur de 10 à 23% à celui du tarif réglementé applicable pour leur site, dès lors qu'ils en ont demandé le bénéfice avant le 1^{er} juillet 2007.

La mise en œuvre de ces dispositions renforce la tendance, mentionnée précédemment, d'une ouverture du marché moins dynamique dans le secteur de l'électricité que dans celui du gaz.

4. La CRE a piloté la préparation de l'échéance du 1^{er} juillet 2007

La CRE a poursuivi la concertation au sein des groupes de travail électricité (GTE) et des groupes de travail gaz (GTG) avec les représentants des fournisseurs, des gestionnaires de réseau de distribution et de transport ainsi que les pouvoirs publics. Cette méthode avait permis que les conditions nécessaires à l'ouverture du marché aux clients professionnels au 1^{er} juillet 2004 soient réunies.

Elle a créé un groupe de travail consommateurs (GTC) pour prendre en considération la situation particulière des clients résidentiels, afin de renforcer leur information et leur protection.

Cette concertation permet à la CRE de s'assurer que les nouveaux processus sont harmonisés entre clients bénéficiaires d'offres commerciales et d'offres réglementées, en gaz comme en électricité.

La CRE s'appuie sur les expériences de l'ouverture des marchés dans les autres États membres de l'Union européenne, recueillies au sein du groupe des régulateurs européens (ERGEG).

5. L'après 1^{er} juillet 2007

La CRE a préparé l'après 1^{er} juillet 2007 autour de 2 priorités : faire œuvre de pédagogie sur l'ouverture des marchés et corriger rapidement les dysfonctionnements qui viendraient à être détectés.

En coordination avec le médiateur national de l'énergie et les pouvoirs publics, la CRE a mis en place un site internet dédié, www.energie-info.fr, ainsi qu'un numéro Azur 0 810 112 212, pour apporter des réponses concrètes aux questions des consommateurs.

L'ouverture à la concurrence devrait inciter les fournisseurs à proposer une gamme de services innovants aux consommateurs, par exemple dans le domaine de la maîtrise de la consommation.

L'amélioration des offres en électricité proposées aux consommateurs est conditionnée par l'évolution du parc des appareils de comptage qui devront intégrer les fonctionnalités permettant d'en élargir la gamme. Conformément aux dispositions des lois du 10 février 2000 et du 13 juillet 2005, ainsi que de la directive européenne du 5 avril 2006 relative à l'efficacité énergétique, la CRE travaille, en collaboration avec les parties intéressées, à l'élaboration des modalités de cette évolution.

III. Les missions de service public de la CRE

La CRE participe à la mise en œuvre des missions de service public fixées par le législateur.

Elle contribue à la politique de diversification des sources de production d'électricité en participant à la mise en œuvre de la procédure des appels d'offres lancés par le ministre chargé de l'énergie dans le cadre de la programmation pluriannuelle des investissements (PPI). Elle rédige le projet de cahier des charges sur la base des conditions établies par le ministre chargé de l'énergie, instruit les offres, puis rend un avis sur le choix qu'envisage le ministre.

La nouvelle définition de tarifs d'obligation d'achat de l'électricité produite à partir de sources décentralisées, entrée en vigueur au 31 mars 2006, a conduit à des ajustements des tarifs sur lesquels la CRE a, conformément à la loi, été saisie pour avis.

La CRE évalue, chaque année, les charges de service public de l'électricité (CSPE) et la contribution unitaire de l'année suivante. Ces charges sont com-

posées des surcoûts imposés aux opérateurs du fait des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération, de la péréquation tarifaire et des dispositions sociales, ainsi que, à partir de 2007, du budget du médiateur national de l'énergie et d'une partie des charges liées à l'application du tarif transitoire d'ajustement du marché.

En octobre 2006, la CRE a transmis au ministre chargé de l'énergie sa proposition relative au niveau des charges de service public et de la contribution unitaire pour 2007. Cette dernière était en baisse par rapport à 2006. En l'absence d'arrêté du ministre de l'énergie fixant la CSPE pour 2007, celle-ci a été automatiquement reconduite à son niveau de 2006 (4,5 €/MWh).

En vertu des dispositions de la loi du 7 décembre 2006, le service public doit s'étendre au gaz. Au 30 juin 2007, le décret fixant le tarif spécial solidarité en gaz n'avait pas été publié.

I. Les réseaux et infrastructures

1. Les données générales

1.1. Le respect des codes de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel

Une condition nécessaire pour que l'accès au réseau soit effectivement non-discriminatoire, transparent et offert à un prix équitable, est l'indépendance des gestionnaires de réseaux vis-à-vis des autres activités des groupes énergétiques verticalement intégrés au sens des directives européennes. L'absence de discrimination suppose aussi que les gestionnaires de réseaux soient parfaitement neutres vis-à-vis des intérêts particuliers de telle ou telle catégorie d'acteurs : producteur, expéditeur, responsable d'équilibre, fournisseur, gestionnaire de réseau ou client. Dans ce but, les gestionnaires de réseaux ont mis en place, conformément à la loi, des codes de bonne conduite qui contiennent les mesures prises pour garantir que toute discrimination est exclue et que l'application de ces codes fait l'objet d'un suivi approprié.

En vertu de la mission que lui a confiée la loi du 9 août 2004, la CRE assure un contrôle du comportement des gestionnaires de réseaux afin de vérifier que ceux-ci respectent les obligations instituées par les textes en vigueur. Elle a publié, en novembre 2006, son rapport annuel sur le respect des codes de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseaux. Ce rapport fait apparaître les efforts accomplis pour mettre en place les codes de bonne conduite et contrôler leur application mais aussi l'insuffisance prise en compte des recommandations sur l'indépendance que la CRE avait déjà formulées en 2005. Cette insuffisance affaiblit la position française dans le débat européen sur les conditions les mieux à même d'assurer l'indépendance des activités de gestion des réseaux.

1.1.1. L'indépendance des gestionnaires de réseaux

Dans les directives européennes, les obligations d'indépendance et d'efficacité des gestionnaires de réseaux sont formulées dans les mêmes termes qu'il s'agisse du transport ou de la distribution.

En application de l'article 45 de la loi du 7 décembre 2006, l'indépendance des gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) desservant plus de 100 000 clients aurait dû, au plus tard le 1^{er} juillet 2007, être renforcée par une séparation juridique des autres activités de l'entreprise intégrée à laquelle ils appartiennent. La CRE a auditionné l'ensemble des GRD concernés pour vérifier que leur projet de séparation juridique est bien conforme aux exigences des directives en matière d'indépendance. Elle examinera en détail les projets de statuts des nouvelles sociétés et contrôlera que les entités chargées de la gestion des réseaux sont bien dotées des moyens matériels et humains leur permettant d'agir en toute indépendance des entités chargées de la production et de la fourniture d'énergie.

Conformément à l'article 15 de la loi du 9 août 2004, la CRE proposera, le cas échéant, les mesures propres à garantir l'indépendance de ces gestionnaires de réseaux de distribution.

Cette séparation juridique ne sera pas effective au 1^{er} juillet 2007. Quand elle le sera, la CRE aura à l'égard des entités en charge de la distribution les mêmes exigences que celles qu'elle a à l'égard des filiales de transport.

En ce qui concerne les réseaux de transport de gaz et d'électricité ainsi que les terminaux de gaz naturel liquéfié (GNL) et les stockages, les acteurs de marché conviennent généralement que la situation française est satisfaisante. Ce résultat a été obtenu par le contrôle du comportement des gestionnaires de réseaux par la CRE, afin que ceux-ci respectent leurs obligations de transparence, de fiabilité et d'efficacité. La réalisation dans la durée des investissements nécessaires à la viabilité des réseaux et leur adaptation permanente à l'évolution du marché est une préoccupation forte de la CRE.

La CRE dispose du pouvoir d'approuver les programmes d'investissements des gestionnaires de réseaux de transport, depuis la loi du 10 février 2000 pour l'électricité et depuis celle du 7 décembre 2006 pour le gaz. Ce pouvoir, dont la CRE est un des rares régulateurs européens à disposer, lui permet de contrôler la programmation des investissements nécessaires à la viabilité des réseaux et au bon fonctionnement des marchés.

Les GRT et les GRD doivent faire preuve d'une indépendance plus complète dans leur comportement et, en priorité, améliorer leur gouvernance. La CRE critique le non-respect de l'indépendance qui se manifeste :

- dans le nom ou le logo des entreprises verticalement intégrées ;
- dans une communication externe mélangeant le domaine régulé et le domaine concurrentiel ;
- dans des garanties insuffisantes en termes d'indépendance des dirigeants ou de possibilité de communication d'informations économiquement avantageuses à des administrateurs représentant la maison mère dont certaines entités ont des intérêts dans la vente d'énergie.

Le dernier rapport de la CRE sur le respect des codes de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseaux d'électricité et de gaz naturel indiquait également que l'indépendance des gestionnaires de réseaux reposait, entre autres, sur leur capacité à définir de manière autonome leurs propres politiques de communication et d'achats de services extérieurs. Cette indépendance doit se manifester plus particulièrement par le choix entre une exécution interne des prestations et l'appel à des prestataires externes. Dans ce dernier cas, la sélection des prestataires doit s'effectuer selon des procédures non discriminatoires et transparentes. Plus généralement, l'indépendance des gestionnaires de réseaux suppose qu'ils ne fassent appel aux sociétés du groupe auquel ils appartiennent que dans la mesure où elles proposent les offres économiquement les plus avantageuses.

Afin de pouvoir évaluer cette indépendance conformément aux dispositions de l'article 6 de la loi du 9 août 2004, des audits concernant les politiques d'achat et de communication et plus généralement les relations entre la filiale gestionnaire de réseau et la société-mère seront menés courant 2007 auprès des gestionnaires de réseaux de transport.

1.1.2. Le respect des codes de bonne conduite

Jusqu'à la fin de l'année 2006, la CRE a porté ses efforts sur la mise en place des codes de bonne conduite. En 2007, elle s'attache à en contrôler l'application. Un travail important a été réalisé par les opérateurs dans ce domaine. Les gestionnaires de réseaux ont défini des organisations pour diffuser les engagements auprès de leurs personnels. Ils ont élaboré des outils de formation et de reporting, et organisé le retour d'expérience. Ils ont mis en place des dispositifs de contrôle. En complément, des audits ponctuels de la CRE ont

permis de vérifier que les mesures annoncées étaient effectivement mises en œuvre et connues des personnels. De tels audits seront renouvelés. Des rencontres périodiques avec les responsables de l'élaboration et de la mise en œuvre des codes de bonne conduite sont organisées pour faire le point sur les contrôles effectués, présenter les évolutions des codes et évoquer les difficultés rencontrées.

C'est ainsi qu'un cas de discrimination a été rapporté à la CRE par un client et signalé dans le rapport de novembre 2006. Depuis, la CRE a pu vérifier que les mesures appropriées ont été prises par le gestionnaire de réseau concerné : des rappels des exigences du code de bonne conduite ont été effectués, un courrier d'avertissement a été adressé à l'auteur de la discrimination. Comme ce dernier travaillait pour une société sous-traitante, les contrats type de sous-traitance sont en cours de révision pour prévenir de pareils incidents dans l'avenir.

La CRE et les gestionnaires de réseaux portent leurs efforts sur les réclamations. Tout utilisateur des réseaux estimant être victime d'une discrimination doit pouvoir exprimer ses doléances auprès du gestionnaire de réseaux.

1.2. La dissociation comptable et les principes de tarification

1.2.1. La dissociation comptable

La dissociation comptable des activités exercées dans le secteur de l'électricité et dans celui du gaz naturel est prévue, respectivement, par les lois du 10 février 2000 et du 3 janvier 2003 modifiées.

En application de ces lois, les opérateurs intégrés doivent établir des comptes dissociés pour chaque activité développée dans leur secteur d'activité (dissociation générale) et des comptes dissociés pour la fourniture (dissociation de la fourniture).

Dans le secteur du gaz naturel, les comptes dissociés doivent séparer les activités de distribution, de stockage et d'exploitation des installations de gaz naturel liquéfié, des autres activités en dehors du secteur du gaz naturel.

Dans le secteur de l'électricité, les opérateurs intégrés doivent tenir des comptes dissociés au titre de la production, de la distribution ainsi que, le cas échéant, un compte séparé regroupant l'ensemble de leurs autres activités.

A. Un nouveau pouvoir réglementaire de la CRE

Depuis l'entrée en vigueur de la loi du 10 février 2000, la CRE dispose, dans le secteur de l'électricité, d'un pouvoir réglementaire supplétif lui permettant de préciser les règles d'imputation utilisées, le périmètre de chacune des activités comptablement dissociées et les principes déterminant les relations financières entre ces activités.

Ce pouvoir supplétif a été étendu au secteur du gaz naturel par la loi du 7 décembre 2006.

B. Filialisation des GRD

Quand ils seront séparés juridiquement, les GRD produiront des comptes sociaux. Cette séparation juridique des gestionnaires de réseau de distribution desservant plus de 100 000 clients sur le territoire métropolitain, prévue par la loi du 9 août 2004 modifiée, aurait dû intervenir au 1^{er} juillet 2007.

Sont concernés par cette séparation, dans le secteur de l'électricité, EDF, Électricité de Strasbourg, Usine Électricité de Metz, Sorégies et Régie du SIEDS et, dans le secteur du gaz naturel, Gaz de France, Gaz de Strasbourg et Gaz de Bordeaux.

C. Dissociation générale

- Entreprises Locales de Distribution (ELD) exerçant dans le domaine du gaz naturel

Dans sa délibération du 7 février 2007, la CRE a approuvé les principes de dissociation proposés par les ELD à la condition qu'elles prennent en compte les observations et les précisions rappelées dans l'encadré 13 :

- TIGF

TIGF, filiale à 100% du groupe Total, exerce les activités de transport et de stockage de gaz naturel dans le sud-ouest de la France. Les activités de cette société découlent du dénouement, intervenu début 2005, des participations croisées détenues par Gaz de France et Total dans le secteur du gaz naturel. L'opérateur, en application de la loi du 3 janvier 2003, a proposé en mars 2006 de nouveaux principes de séparation comptable pour ses activités de transport et de stockage de gaz naturel.

Les principes de dissociation comptable proposés par TIGF ont été soumis, pour avis, au Conseil de la concurrence, qui s'est prononcé le 26 décembre 2006. Dans sa délibération du 5 avril 2007, la CRE a approuvé les principes proposés, sous réserve que l'opé-

Encadré 13 : Observations émises par la CRE concernant les principes de dissociation comptable des ELD (délibération du 7 février 2007)

- Les règles d'imputation des postes de bilan et de compte de résultat doivent être conformes au principe d'imputation directe et correspondre aux périmètres des activités. Lorsque l'imputation directe n'est pas possible, les postes d'actif immobilisé doivent être imputés à l'activité qui en est l'utilisatrice à titre principal. Les clés de répartition utilisées pour répartir des postes du compte de résultat doivent être documentées et refléter le meilleur inducteur possible. La CRE a demandé aux ELD de fournir annuellement avec leurs comptes dissociés une liste auditable des principaux postes ventilés selon des clés de répartition, ainsi que les méthodes employées et les résultats obtenus pour le calcul de ces clés.
- La pondération entre les dettes financières et les fonds propres au sein de chaque activité doit traduire son besoin en fonds propres, en fonction des besoins de financement, du niveau de risque ou de son propre historique.
- L'affectation au GRD des dépenses de communication de l'entreprise intégrée est possible dans la limite d'un montant maximal de 10% du total des dépenses engagées par l'opérateur.
- La ventilation des frais de gestion clientèle doit être effectuée à hauteur de 20% au GRD et de 80% au fournisseur.
- Les aides commerciales doivent être affectées à l'activité de fourniture.
- Gaz de Bordeaux, Gaz de Strasbourg, Gaz Électricité de Grenoble et Vialis doivent tenir et mettre à jour des protocoles explicitant les relations financières entre leurs activités dissociées. Les conditions applicables 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.
- Les ELD qui acheminent une quantité d'énergie inférieure à 700 GWh et supérieure à 250 GWh doivent établir une liste des flux les plus significatifs intervenant entre les activités dissociées (prestations de service, cessions internes, prêts de nature financière ...).

rateur identifie au sein d'un troisième périmètre comptable, « autres affectations », toutes les opérations dont l'affectation au périmètre du transport n'a pu être justifiée. La CRE a demandé, en outre, à TIGF de fournir une présentation analytique détaillée de tous les postes de charges ventilés par des clefs de répartition. À l'avenir, toute modification de ces clefs devra être soumise préalablement à l'avis de la CRE.

En ce qui concerne le protocole décrivant les prestations techniques entre les activités de transport et de stockage de TIGF, et afin de garantir l'absence de subventions croisées, l'opérateur devra justifier les hypothèses prises en compte pour valoriser ces prestations et leur adéquation avec les coûts réels supportés pour assurer ces prestations.

D. Dissociation comptable de la fourniture

Avant la promulgation de la loi du 7 décembre 2006, les entreprises intervenant dans les secteurs de l'électricité et de gaz naturel devaient tenir des comptes dissociés de leurs activités de fourniture entre clients éligibles et non éligibles.

Les opérateurs ont formulé des propositions de séparation de la fourniture entre clients éligibles et non éligibles sur lesquelles la CRE a délibéré après avoir reçu l'avis du Conseil de la concurrence.

La loi du 7 décembre 2006 impose désormais une obligation de dissociation comptable 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.

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

• EDF

Par sa délibération du 14 juin 2006, la CRE a approuvé 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.

• Gaz de France

Par sa délibération en date du 20 juillet 2006, la CRE a approuvé les principes proposés par Gaz de France

pour la tenue de comptes dissociés pour les activités de fourniture aux clients éligibles et de fourniture aux clients non éligibles, sous les réserves suivantes :

- le périmètre « autres activités » doit être scindé en trois : clients éligibles, clients non éligibles et opérations ne relevant pas de la fourniture aux clients finals ;
- la répartition du coût du gaz livré doit être opérée à partir du coût de revient comptable, corrigé des remarques formulées par la CRE dans sa communication du 28 février 2006 sur l'audit des coûts d'approvisionnement de Gaz de France ;
- les coûts des liaisons et de l'utilisation des terminaux méthaniers doivent être fondés sur un coût unitaire établi à partir des tarifs d'accès des tiers aux réseaux (ATR) et d'accès des tiers aux terminaux méthaniers (ATTM) en vigueur.

• ELD exerçant dans le domaine du gaz naturel

Dans sa délibération du 7 février 2007, la CRE a indiqué que les propositions de dissociation comptable de la fourniture entre clients éligibles et non éligibles faites par les ELD devront être adaptées et améliorées pour respecter l'obligation de dissociation entre les clients ayant exercé ou non leur éligibilité.

Les ELD concernées devront adapter leurs systèmes d'information afin d'assurer un suivi analytique précis sur les périmètres dissociés par typologie de clientèle.

1.2.2. Les principes de tarification

La CRE propose au gouvernement les tarifs d'accès aux infrastructures qui sont en situation de monopole régulé, c'est-à-dire les réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz, ainsi que les terminaux méthaniers.

A. Analyse des niveaux de charges des opérateurs couvertes par les tarifs

> Cadre législatif

Le niveau de ces tarifs est fixé par la CRE de manière à permettre la couverture des coûts supportés par les gestionnaires d'infrastructure. L'analyse de ces coûts par la CRE est encadrée par les dispositions légales et réglementaires suivantes :

- l'article 4 de la loi du 10 février 2000 dispose pour l'électricité que « les tarifs d'utilisation du réseau public de transport et des réseaux publics de distribution applicables aux utilisateurs sont calculés de ma-

nière non discriminatoire afin de couvrir l'ensemble des coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux, y compris les coûts résultant de l'exécution des missions et des contrats de service public » ;

- l'article 4 du règlement européen du 26 juin 2003 précise pour l'électricité que « les redevances d'accès aux réseaux sont transparentes, prennent en considération la nécessité de garantir la sécurité des réseaux et reflètent les coûts effectivement engagés dans la mesure où ils correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace » ;
- l'article 7 de la loi du 3 janvier 2003 dispose que les tarifs d'accès aux infrastructures de gaz « sont établis en fonction de critères publics, objectifs et non discriminatoires en tenant compte des caractéristiques du service rendu et des coûts liés à ce service. Figurent notamment parmi ces coûts les dépenses d'exploitation, de recherche et de développement nécessaires à la sécurité du réseau et à la maîtrise de la qualité du gaz naturel injecté ou soutiré ainsi que [...] les coûts résultant de l'exécution des missions de service public » ;
- l'article 3 du règlement européen du 28 septembre 2005 dispose pour le gaz que « les tarifs, ou leurs méthodologies de calcul, appliqués par les gestionnaires de réseau de transport et approuvés par les autorités de régulation [...] reflètent les coûts réels supportés, dans la mesure où ces coûts correspondent à ceux d'un gestionnaire de réseau efficace et ayant une structure comparable ».

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.

> Composition du revenu autorisé (cf. figure 3)

• Charges de capital

Les capitaux employés par les opérateurs de réseaux sont évalués selon deux méthodologies différentes selon qu'il s'agit de gaz ou d'électricité.

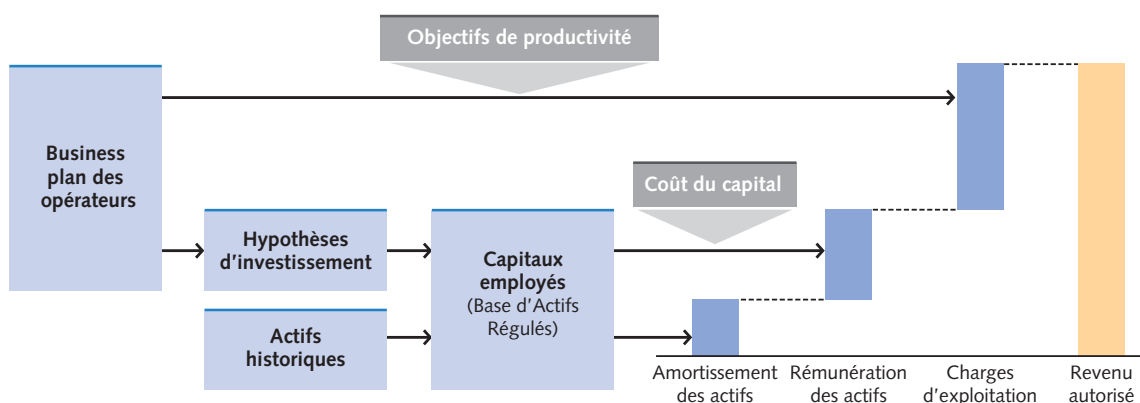
Les Bases d'Actifs Régulés (BAR) de la distribution, du transport de gaz et des terminaux méthaniers sont calculées selon la méthodologie de la Commission Hourri⁽³⁾. Ces BAR sont réévaluées chaque année en fonction de l'indice des prix à la consommation hors tabac calculé par l'INSEE.

Les BAR de la distribution et du transport d'électricité sont déterminées à partir des valeurs nettes comptables des actifs, telles qu'elles apparaissent au bilan des opérateurs.

Ces actifs sont amortis sur leur durée de vie économique et l'amortissement calculé par le régulateur est intégré dans le revenu autorisé.

Le revenu autorisé comprend une rémunération de la BAR. Ce taux de rémunération est appréhendé par la mesure du coût moyen pondéré du capital (CMPC), à structure financière normative. Le niveau de rémunération de l'opérateur doit d'une part, lui permettre

Figure 3 : Composition du revenu autorisé



Source : CRE

(3) Cette commission était chargée en 2002 de fixer le prix de cession des réseaux de transport de gaz naturel par l'État aux concessionnaires de ces réseaux.

de financer les charges d'intérêt de sa dette et, d'autre part, lui apporter une rentabilité des fonds propres comparable à celle d'investissements comportant des niveaux similaires de risque. Le coût des fonds propres est estimé sur la base de la méthodologie dite du « *modèle d'évaluation des actifs financiers* » (MEDAF).

Dans le cas du transport de gaz, le taux de rémunération de base a été ramené de 7,75% à 7,25%, soit une baisse analogue à celle retenue en 2006 pour les tarifs des réseaux de distribution de gaz.

Les réseaux de transport de gaz et les terminaux méthaniers bénéficient d'un système de bonification des taux afin d'inciter les opérateurs à investir. Tout nouvel investissement mis en service depuis 2004 bénéficie d'une majoration de 125 points de base pour les infrastructures de transport et pour les terminaux méthaniers. Ces dispositions se justifient par la volonté de favoriser la concurrence, par une amélioration des capacités d'entrée et de transport du gaz sur le territoire français et par la nécessité d'améliorer la sécurité d'approvisionnement en diversifiant les sources.

Ce système de rémunération et de primes additionnelles est réexaminé par la CRE à chaque nouvelle proposition tarifaire. La préparation des futurs tarifs d'accès aux infrastructures électriques et gazières est donc susceptible d'entraîner une modification des mécanismes de rémunération des investissements.

La part des investissements de nature à contribuer significativement à l'amélioration du fonctionnement du marché du gaz, peut se voir attribuer, par la CRE, une majoration additionnelle de 300 points de base pour une période de 5 ou 10 ans pour les infrastructures de transport. La CRE a aujourd'hui une meilleure connaissance du marché. Ceci lui permet d'affiner ses critères de décision pour l'attribution de cette majoration additionnelle.

Pour les terminaux méthaniers, une prime de 200 points de base est ajoutée au taux de rémunération afin de prendre en compte le risque spécifique lié à cette activité.

• Charges d'exploitation

Les charges d'exploitation sont estimées sur la base des budgets prévisionnels présentés par les opérateurs à l'occasion des révisions tarifaires.

Les règlements européens encadrent l'approche de la CRE pour évaluer ces différentes catégories de coût : le niveau de coût qui doit être couvert par le tarif doit être celui d'un opérateur efficient. Un opérateur efficient fournit le niveau de prestation requis par l'état du marché desservi à un coût optimal, tout en

respectant les normes de sécurité et les dispositions réglementaires auquel il est soumis, compte tenu de l'état des technologies existantes et des meilleures pratiques de gestion.

À ce titre, les budgets prévisionnels des postes de charges « consommations externes » et « personnel » pris en compte dans le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité entré en vigueur le 1^{er} janvier 2006 intègrent un objectif de productivité sous la forme d'une réduction globale de 3% en euros courants 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.

Dans le tarif de transport de gaz entré en vigueur le 1^{er} janvier 2007, les charges d'exploitation couvertes tiennent compte d'hypothèses de productivité retenues pour les GRT pour la période 2007-2008 :

- GRTgaz a proposé des gains de productivité annuels moyens de 2,4% en euros constants par rapport aux réalisations 2005, sur une assiette de coûts qui représente 62% des charges d'exploitation de l'opérateur. Cette assiette correspond aux charges d'exploitation maîtrisables par l'opérateur (hors énergie et dépenses liées à la sécurité et à la maintenance des réseaux) et aux charges centrales.
- TIGF a proposé des gains de productivité de 4% en euros constants mais qui s'appliquent uniquement aux frais généraux dépensés par personne pour la période 2007-2008. Ce poste représente en moyenne 16% des charges d'exploitations totales sur la période. L'arrêté du 4 août 2006 sur la sécurité des canalisations de transport a des conséquences financières lourdes pour TIGF dont le réseau est plus ancien que celui de GRTgaz.

• CRCP

Certaines catégories de charges et de produits prises en compte dans les tarifs évoluent, tout au long de la période d'application des tarifs, sous l'effet de facteurs externes difficilement prévisibles et/ou maîtrisables par les opérateurs. Ces facteurs peuvent induire des écarts significatifs entre les montants réels de ces charges et produits et les estimations à partir desquelles les niveaux des tarifs ont été fixés. C'est la raison pour laquelle la CRE a mis en place, pour le transport et la distribution d'électricité, ainsi que pour le transport de gaz un mécanisme permettant de compenser tout ou partie des éventuels trop-perçus ou manques à gagner constatés pour les opérateurs sur ces charges et produits. Ce mécanisme est le compte de régulation des charges et des produits (CRCP) qui vient, selon son solde, augmenter ou diminuer le niveau des charges à recouvrer par les tarifs suivants.

Le périmètre de postes éligibles au CRCP est par définition sélectif. La prise en compte de postes de charges dans le CRCP doit être strictement encadrée afin de ne pas conduire à une couverture excessive du risque inhérent à l'activité des opérateurs. Ce risque doit être géré par l'opérateur et trouve sa contrepartie dans la rémunération des capitaux accordée par la CRE.

Dans les tarifs en vigueur dans le transport de gaz et le transport et la distribution d'électricité, le CRCP intègre les charges de capital, certaines charges d'exploitation (dont les achats des pertes dans le transport et la distribution d'électricité et les coûts d'achat de l'énergie motrice dans le transport de gaz) et certains produits d'exploitation (notamment les produits d'interconnexions dans le transport d'électricité et les produits de souscriptions de capacités de transport de gaz). Le CRCP tient compte des résultats des audits menés par la CRE.

En pratique, le CRCP fonctionne comme un compte fiduciaire extra-comptable dont le solde à l'issue d'une période tarifaire est amorti sur les tarifs suivants à un taux d'intérêt équivalent au taux de rémunération de la BAR selon des annuités constantes.

> Méthodes utilisées pour évaluer l'efficacité des opérateurs

La CRE met en œuvre deux approches pour apprécier l'efficacité des opérateurs. L'approche *top down* se fonde sur des approches comparatives avec une analyse des performances d'opérateurs comparables dans le cadre de *benchmarks*. L'approche *bottom up* (ou intrinsèque) se fonde sur une connaissance fine des coûts des opérateurs acquise par des audits et par une analyse systématique des comptes et budgets des opérateurs (analyse des tendances passées, des chocs observés, identification de gisements de productivité et évolutions prévisibles).

Dans le cadre de l'élaboration des nouveaux tarifs de transport de gaz (ATRT 3), un cabinet extérieur a réalisé pour le compte de la CRE un audit de certains postes de charges de TIGF. Le périmètre de charges concerné représentait 68% des charges brutes d'exploitation prises en compte, soit 45 M€, dans le revenu autorisé. L'audit a identifié un montant de 0,8 M€ indûment supporté par l'activité transport au profit de l'activité stockage.

Afin de préciser les charges qui peuvent être incluses dans le revenu autorisé de transport de GRTgaz, une analyse approfondie des charges centrales facturées par GDF à GRTgaz a été menée à l'occasion de la dernière proposition tarifaire. À cette occasion, la CRE a demandé à GRTgaz d'assumer directement

les charges de communication qui lui sont nécessaires. Elle a indiqué que, lors des prochaines propositions tarifaires, seules les dépenses de communication engagées directement par les opérateurs de réseaux seront incluses dans les charges à couvrir par les tarifs.

La CRE a réalisé un audit des activités de développement du réseau de fibres optiques et de valorisation des points hauts d'@rtéria (filiale de RTE), afin d'analyser les conséquences de cette valorisation sur le niveau des charges de RTE à couvrir par les recettes résultant du tarif d'utilisation des réseaux (cf. encadré 14).

Le respect strict des obligations de dissociation comptable est nécessaire afin d'éviter tout risque de subventions croisées entre activités concurrentielles et activités régulées. C'est dans cette perspective que la CRE engage en 2007 un audit sur les comptes 2006 des activités de distribution (ERD, Gaz de France RD et EGD), dans le contexte de leur filialisation. Cet audit permettra de vérifier le respect des principes de dissociation comptable approuvés par la CRE et que les comptes des nouvelles sociétés filialisées reflètent la réalité économique des activités de distribution qui leurs sont confiées par la loi.

Encadré 14 : Résultats de l'audit @rtéria

@rtéria, créée en 2002, valorise commercialement auprès des collectivités locales et des opérateurs de télécommunications, les capacités excédentaires de fibres optiques et les points hauts de RTE. Ces infrastructures permettent le déploiement d'un réseau haut-débit d'accès à Internet et la résorption de zones blanches de téléphonie mobile. La CRE a, par délibération du 1^{er} décembre 2005 sur le programme d'investissement 2006 de RTE, décidé d'analyser « les conséquences au regard de la préservation des intérêts des utilisateurs de réseaux de cette valorisation sur le niveau des charges de RTE à couvrir par les recettes résultant de l'application du tarif d'utilisation des réseaux ».

En conséquence, la CRE a procédé à l'examen des comptes 2005 de RTE affectés par ces activités. L'audit des comptes s'est déroulé au cours du premier semestre 2006. La CRE a auditionné RTE et @rtéria le 23 novembre 2006. Par sa délibération en date du 7 décembre 2006, la CRE a formulé les observations suivantes :

- la valorisation du réseau de transport d'électricité par le biais de la filiale @rtéria doit bénéficier aux utilisateurs de réseaux sous la forme d'une baisse des tarifs ;
- le résultat d'exploitation de @rtéria, minoré de la rémunération financière du capital social au taux en vigueur, sera déduit des prochains tarifs d'utilisation des réseaux de transport ;
- les fibres optiques valorisées par @rtéria auprès des tiers qui n'avaient pas été déduites de la base d'actifs régulés de RTE couverte par TURPE 2, feront l'objet d'une rectification dans le cadre de TURPE 3 (0,9 M€ au titre de 2006 et 1,2 M€ pour 2007) ;
- au deuxième semestre 2007, la CRE examinera les relations contractuelles entre RTE et @rtéria, afin de s'assurer de la compatibilité du développement des activités de @rtéria avec la préservation des intérêts des utilisateurs du réseau de transport.

B. Évolutions prévues du cadre de régulation

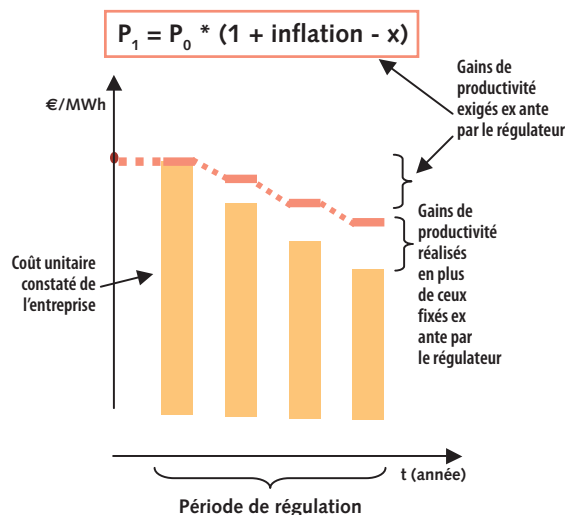
La connaissance de plus en plus précise des coûts des opérateurs ainsi que l'expérience acquise avec la mise en œuvre des différents tarifs proposés par la CRE depuis sa création

Encadré 15 : Les différents modes de régulation tarifaire

La CRE estime que des progrès peuvent être encore accomplis en matière de gains de productivité. Dans cette perspective, elle s'interroge sur l'opportunité de faire évoluer le cadre de régulation.

Il existe deux grands modes de régulation tarifaire. Le premier mode⁽¹⁾ consiste à couvrir les coûts comptables constatés, rémunération du capital incluse. Il permet d'empêcher le régulé de percevoir une rente induite en profitant de sa position monopolistique. Ce mode de régulation tarifaire a néanmoins un inconvénient : il n'incite aucunement le régulé à réaliser des gains de productivité, puisque les tarifs sont ajustés systématiquement de manière à couvrir les coûts observés.

À l'inverse, la deuxième approche, appelée « régulation incitative », repose sur l'attribution de récompenses aux entreprises qui réalisent des gains de productivité. Concrètement, le niveau du tarif est dissocié des coûts observés pendant la durée d'une période de régulation⁽²⁾. L'évolution du tarif est alors fixée en fonction d'objectifs de performance à atteindre. Si les coûts constatés a posteriori sont différents de ces objectifs, l'entreprise conserve une partie du solde, qui peut être positif si les gains de productivité effectivement réalisés se révèlent supérieurs à la cible fixée par le régulateur.



Source : CRE d'après GRD, GRT (données 2006)

La régulation incitative de la qualité

Un des risques qui doit être également pris en compte lors de la mise en place d'une régulation tarifaire incitative est celui de la dégradation de la qualité, notamment de la continuité de l'alimentation. En effet, le gestionnaire de réseaux peut être tenté de diminuer en volume la part de ses dépenses⁽³⁾ qui contribuent à la qualité, plutôt que de réaliser de véritables efforts de productivité conduisant à une meilleure efficacité économique. Le régulateur doit donc veiller à ce que le gestionnaire de réseaux offre aux utilisateurs un niveau de qualité en ligne avec le niveau du tarif perçu.

(1) Appelé *cost plus* ou *rate of return*.

(2) Une telle période dure généralement de trois à cinq ans.

(3) par exemple ses dépenses d'investissement, de maintenance ou de conduite des réseaux

rendent aujourd'hui possible la mise en place d'outils de régulation de plus en plus incitatifs.

Le principe général de ces systèmes incitatifs consiste à assigner aux opérateurs, sur la base de l'analyse de leurs coûts, une trajectoire de revenu à recouvrer sur une période prédéterminée et à leur faire supporter une part substantielle des effets d'une sous/sur-performance par rapport à cette trajectoire. L'opérateur est alors naturellement incité à atteindre et dépasser ces objectifs, et à révéler ainsi son niveau de coût efficient. Un aspect essentiel de cette orientation est donc l'allongement progressif de la période de validité de la formule tarifaire (cf. encadré 15).

C'est dans cette perspective que la CRE a engagé une réflexion sur l'adaptation du cadre tarifaire à ces objectifs, en tenant compte des travaux mis en œuvre pour analyser le caractère efficient des opérateurs.

1.3. Les règlements de différend

1.3.1. Les règlements de différend garantissent l'accès aux réseaux

Selon la procédure de règlement de différend prévue par l'article 38 de la loi du 10 février 2000, la CRE peut être saisie par toute partie intéressée de tout différend relatif à l'accès aux réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité, aux ouvrages de transport ou de distribution de gaz naturel et aux installations de gaz naturel liquéfié ou de stockage de gaz naturel.

Après instruction contradictoire la CRE statue dans un délai de deux mois. Parallèlement, elle peut prendre des mesures conservatoires si elle est saisie en ce sens. Ses décisions peuvent être contestées devant la Cour d'appel de Paris, qui peut ordonner un sursis à exécution dans certaines circonstances définies par les textes.

1.3.2. Une baisse du recours à cette procédure

La diminution très sensible du nombre de règlements de différend, déjà constatée dans le rapport précédent où ils étaient passés de vingt et un à quatre, se confirme. Un règlement de différend (décision Sipperec c/ EDF du 5 octobre 2006) et deux désistements (décisions Compagnie du Vent c/ EDF et RTE du 12 juillet 2006 et Semaux c/ EDF du 10 mai 2007) sont intervenus entre le 1^{er} juillet 2006 et le 30 juin 2007.

Deux raisons principales expliquent cette baisse significative du recours aux règlements de différend.

La première est l'action de la CRE au cours des années précédentes. Cette dernière, par ses décisions, a défini le champ d'application des textes et les rôles respectifs des différents acteurs concernés. De plus, la Cour d'appel de Paris, lorsqu'elle a été saisie, a dans la plupart des cas confirmé les analyses de la CRE.

L'arrêt de la Cour d'appel de Paris relatif au différend entre Gaz de France et la société Altergaz du 23 janvier 2007 en constitue une parfaite illustration. La jurisprudence, ainsi dégagée, permet de clarifier les textes et leur application ne semble plus soulever de difficultés de mise en œuvre.

La seconde explication est qu'en cas de litige l'engagement de la procédure a un effet dissuasif : des solutions sont trouvées en amont comme les deux désistements mentionnés le démontrent.

1.3.3. Le contenu des affaires traitées

- La décision du 12 juillet 2006 prenant acte du désistement Compagnie du Vent fait suite à un renvoi de la Cour d'appel de Paris de cette affaire devant la CRE. La Cour d'appel avait considéré dans son arrêt du 30 mai 2006 que l'injonction prononcée par la décision de règlement de différend du 27 septembre 2005 relatif à la Compagnie du Vent (commentée dans le rapport annuel précédent) ne pouvait s'appliquer à EDF/RD mais au réseau de transport, c'est-à-dire RTE. Seul RTE était en mesure de l'exécuter. Ce renvoi de la Cour d'appel avait pour effet de demander à la CRE de statuer sur les demandes formées par La Compagnie du Vent contre RTE. La Compagnie du vent, ayant entre-temps obtenu satisfaction, s'est désistée.
- La CRE a statué le 5 octobre 2006 sur le différend qui opposait le syndicat pour l'électricité et les réseaux de communication (SIPPEREC) à EDF quant à la communication de données de comptage.

La CRE a tout d'abord considéré que le SIPPEREC était compétent pour la saisir en tant qu'il constituait un groupement qui agit comme coordonnateur de ce groupement, dès lors que cette mission était entérinée par une délibération des assemblées des collectivités territoriales membres lors de leur adhésion au groupement. Puis sur le fond, la CRE a estimé qu'EDF ne pouvait refuser les demandes exprimées par le SIPPEREC concernant la communication des données de comptage au pas du mois, selon la puissance souscrite.

Ce règlement de différend fait l'objet d'un recours, de la part d'EDF, devant la Cour d'appel de Paris.

- Dans son arrêt en date du 23 janvier 2007, la Cour d'appel de Paris a confirmé les analyses que la CRE avait formulées dans sa décision de règlement du différend entre la société Altergaz et Gaz de France du 8 mars 2006.

Cette décision a ainsi permis de pérenniser la modification des contrats et protocoles d'accès aux stockages de Gaz de France pour que le prix de transfert du gaz stocké soit transparent, non-discriminatoire,

quelle que soit la période de l'année. Cela impose au gestionnaire de stockage (en l'espèce Gaz de France) d'organiser le transfert des quantités de gaz contenues dans les capacités, dans des conditions transparentes et à un prix reflétant un coût de constitution du stock, ce que la loi n'indiquait pas précisément.

Désormais, grâce à cette jurisprudence, tout nouveau fournisseur de gaz peut connaître précisément ses coûts d'achat du gaz et construire ses offres à des conditions concurrentielles.

1.3.4. Une innovation législative : la création du comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDîS)

La création du CoRDîS par la loi du 7 décembre 2006 répond à la volonté du législateur de répondre aux exigences de l'article 6.1 de la convention européenne des droits de l'homme (CEDH).

Le CoRDîS est composé de quatre magistrats : deux conseillers d'État désignés par le vice-président du Conseil d'État et deux conseillers à la Cour de Cassation désignés par le premier président de la Cour de Cassation. Le président du comité est nommé par décret parmi ses membres.

Le CoRDîS n'a, pour l'instant, été saisi que d'une affaire, ayant donné lieu à désistement.

2. Les réseaux d'électricité

2.1. Les cahiers des charges de concession

2.1.1. L'adoption du cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité

Prévu par l'article 12-II de la loi du 10 février 2000, le nouveau cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité a été adopté par décret en Conseil d'État du 23 décembre 2006 et publié au Journal officiel le 30 décembre 2006.

Comme le prévoit l'article 12 précité, la CRE a été saisie de ce projet pour avis par le ministre chargé de l'énergie. Dans son avis défavorable du 2 mars 2006, la CRE a souligné l'application incorrecte des textes communautaires et la protection insuffisante des intérêts des utilisateurs du réseau. Dans le décret, le gouvernement a corrigé certains défauts relevés par la CRE sans toutefois reprendre toutes les recommandations du 2 mars 2006.

Il s'agit d'un cahier des charges type, sans effet juridique immédiat pour le gestionnaire du réseau public de transport ou les utilisateurs dudit réseau. Pour que les dispositions de ce cahier des charges type s'appliquent effectivement, il est nécessaire que l'État en tant que concédant et RTE en tant que conces-

sionnaire, signent une nouvelle convention de concession (ou un avenant à la convention existante) comprenant un cahier des charges d'application identique au cahier des charges type.

La signature de ce cahier des charges d'application a un impact sur les droits et les obligations du gestionnaire du réseau public de transport d'électricité (GRT), RTE, sur les droits et les obligations des utilisateurs du réseau ainsi que sur les missions de la CRE (cf. encadré 16). Dès lors, eu égard à l'obsolescence afin de sécuriser la situation juridique du GRT, d'une grande partie des dispositions du cahier des charges du réseau d'alimentation général actuellement en vigueur, la signature du cahier des charges d'application doit intervenir dans les délais les plus brefs.

Encadré 16: Extension des missions de la CRE sur le fondement du cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité

Avec le nouveau cahier des charges type du réseau public de transport d'électricité (RPT), la CRE voit ses missions étendues en matière d'approbation, de décision et d'information.

Pouvoirs d'approbation

Ce pouvoir concerne trois domaines :

- l'approbation des procédures de traitement des demandes de raccordement au RPT des installations des utilisateurs ainsi que des réseaux publics de distribution, préalablement définies par le GRT après consultation des représentants des différentes catégories d'utilisateurs et des représentants des gestionnaires des réseaux publics de distribution (RPD) ;
- l'approbation des modèles de contrat d'accès au réseau élaborés par le GRT. Il convient de noter que le modèle de contrat conclu entre RTE et les GRD n'est pas directement concerné par cette approbation. Toutefois, ce modèle devra être inclus dans la documentation technique de référence et sera donc communiqué à la CRE préalablement à sa publication. Cela permettra un examen préalable par les services de la CRE, à l'instar de ce qui a déjà été fait en application de la décision de la CRE du 7 avril 2004 ;
- l'approbation des règles de calcul des capacités totales de transfert et des marges de fiabilité ainsi que des règles d'allocation de la capacité.

Pouvoir de décision

La CRE fixe les modalités d'échange des informations de comptage nécessaires à l'exécution des missions mentionnées à l'article 15 de la loi du 10 février 2000 en cas de désaccord entre les gestionnaires de réseaux publics de distribution et le concessionnaire.

Obligation d'information

Le nouveau cahier des charges type fait peser sur le GRT une obligation d'information de la CRE. Le GRT doit adresser à la CRE :

- le bilan annuel de l'application des procédures de raccordement ;
- la politique en matière de renouvellement des installations de comptage définie par le GRT ;
- la documentation technique de référence ainsi que les résultats de la consultation des représentants des différentes catégories d'utilisateurs.

Par ailleurs, le GRT tient à la disposition de la CRE :

- les états détaillé et synthétique recensant les ouvrages du RPT ;
- les politiques de maintenance et de renouvellement, ainsi que le bilan de leur application.

2.1.2. La nécessaire élaboration d'un nouveau modèle de cahier des charges de concession des réseaux publics de distribution

L'élaboration d'un nouveau modèle de cahier des charges de concession des réseaux publics de distribution est nécessaire à double titre.

D'une part, les cahiers des charges des concessions et les règlements de service des régies de distribution d'électricité doivent être mis en conformité avec les dispositions législatives et réglementaires régissant le secteur de l'électricité en France et prendre en compte l'ouverture totale du marché au 1^{er} juillet 2007.

D'autre part, la signature du cahier des charges d'application du réseau public de transport d'électricité (RPT) rend caduc le renvoi fait par la convention de concession pour le service public de la distribution de l'énergie électrique dans ses articles 16, 19 et 22 à certaines dispositions du cahier des charges du réseau d'alimentation générale (RAG) pour régir les clients alimentés en haute tension. Dès lors, l'alimentation de ces clients ne bénéficiera plus de la même sécurité juridique en l'absence de tout dispositif issu d'un cahier des charges définissant précisément les droits et obligations des utilisateurs.

2.2. Le mécanisme d'ajustement

L'article 15-II de la loi du 10 février 2000 dispose que « le gestionnaire du réseau public de transport assure à tout instant l'équilibre des flux d'électricité sur le réseau, ainsi que la sécurité, la sûreté et l'efficacité de ce réseau, en tenant compte des contraintes techniques pesant sur celui-ci ».

Pour assurer cette mission selon des procédures non-discriminatoires, transparentes et faisant jouer la concurrence entre sources d'approvisionnement, un mécanisme d'ajustement a été mis en œuvre à partir du 1^{er} avril 2003 par RTE sous le contrôle de la CRE. En vertu de l'article 15-II de la loi du 10 février 2000, « 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 ».

L'article 15-IV de cette même loi dispose que « le gestionnaire du réseau public de transport [...] peut, compte tenu des écarts constatés par rapport aux programmes [...] et des coûts liés aux ajustements, demander ou attribuer une compensation financière aux utilisateurs concernés. La Commission de régulation de l'énergie approuve les méthodes de calcul des écarts et des compensations financières ».

L'ensemble de ces règles et méthodes sont regroupées dans les « Règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au recouvrement des charges d'ajustement » (ci-après désignées par les Règles) publiées par RTE après approbation de la CRE.

Depuis la mise en place du mécanisme d'ajustement, ces Règles ont fait l'objet chaque année de modifications résultant du retour d'expérience et des observations des acteurs. Cette évolution a permis :

- d'accroître la flexibilité offerte aux acteurs pour la programmation de leurs positions physiques et commerciales ;
- d'accroître la concurrence en permettant aux acteurs étrangers de remettre des offres d'ajustement à RTE ;
- d'accroître l'efficacité de l'exploitation du système électrique, tout en préservant la sûreté de l'exploitation du système électrique ;
- d'accroître la transparence à destination des offreurs d'ajustement et des responsables d'équilibre auprès desquels sont recouverts les coûts liés aux ajustements ;
- d'assurer l'équilibre financier entre charges et produits du mécanisme d'ajustement.

La nouvelle version des Règles, dont l'entrée en vigueur interviendra le 1^{er} septembre 2007, intègre deux modifications demandées par la délibération de la CRE du 17 mars 2005 et par sa communication du 22 mars 2006. Ces modifications concernent :

- l'équilibrage des responsables d'équilibre victimes d'aléas de production ;
- le transfert de responsabilité de RTE aux producteurs des envois des programmes de production aux centrales la veille à 16 h 00.

Dans la mesure où il facilitera la concurrence et la réalisation du marché unique de l'électricité, le développement des échanges d'ajustement constitue le principal axe de travail de la CRE dans ce domaine pour les années à venir.

En permettant d'assurer l'équilibre instantané entre production et consommation à la fréquence de 50 Hz et de résorber les congestions, mais aussi en générant des signaux de prix guidant les investissements dans de nouveaux moyens de production, le mécanisme d'ajustement apporte une contribution essentielle à la sécurité d'approvisionnement.

En 2007, un groupe de travail dédié à la sécurité d'approvisionnement a été créé au sein du CEER. La CRE assure la co-présidence de ce groupe de travail avec le régulateur autrichien E-Control. Au programme de ce groupe de travail figurent :

- la création d'une plate-forme d'échange entre régulateurs d'informations relatives à la sécurité d'approvisionnement en Europe ;
- la publication d'un rapport présentant une vision européenne de la sécurité d'approvisionnement, complétant les rapports actuellement disponibles qui sont essentiellement la compilation des visions nationales ;
- l'élaboration de recommandations relatives à l'adéquation du parc de production à la demande ;
- une compilation des pratiques internationales en termes de flexibilité de la demande.

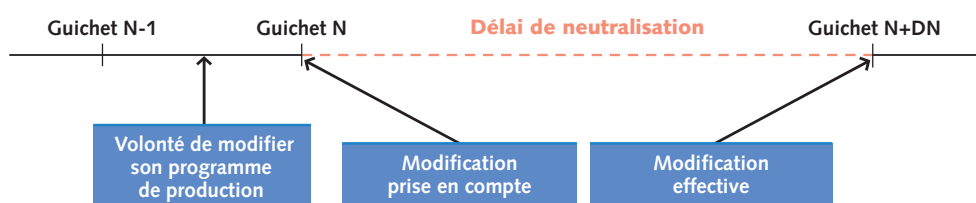
2.2.1. Le retour d'expérience des 4 premières années de fonctionnement du mécanisme d'ajustement

A. Davantage de flexibilité offerte aux acteurs pour la programmation de leurs positions physiques et commerciales

Le bon fonctionnement des systèmes électriques impose de conserver à tout instant l'équilibre entre production et consommation à la fréquence nominale de fonctionnement des appareils électriques raccordés au réseau (50 Hz en France et au sein de la zone interconnectée de l'UCTE). En France, RTE, étant le seul acteur à disposer d'une vision d'ensemble de cet équilibre, agit in fine pour maintenir cet équilibre à l'aide du mécanisme d'ajustement.

En conséquence, la programmation de la production obéit à des règles qui définissent les modalités selon lesquelles les acteurs peuvent modifier leur position. Il existe, d'une part, des « guichets », intervalles de temps durant lesquels il est possible pour un producteur de soumettre une modification de son programme de production et, d'autre part, un délai de neutralisation à compter de ce 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 (cf. figure 4).

Figure 4: Guichets et délai de neutralisation pour la programmation de la production



Source : CRE

Depuis le début de la mise en œuvre du mécanisme d'ajustement au 1^{er} avril 2003, la flexibilité offerte aux acteurs pour la programmation de leur production n'a cessé de croître grâce à l'augmentation du nombre de guichets infra-journaliers, passés de 6 à 24, et à la réduction du délai de neutralisation de 3 à 2 heures (cf. figure 5).

La programmation des transactions commerciales est, quant à elle, plus souple dans la mesure où elle n'affecte pas l'équilibre global entre la production et la consommation. Depuis le 1^{er} septembre 2006, le délai de neutralisation régissant les échanges de blocs a été supprimé.

B. Davantage de concurrence grâce à la possibilité offerte aux acteurs étrangers de remettre des offres d'ajustement à RTE

Dès la mise en place de ce mécanisme, la CRE avait demandé de développer des échanges d'ajustement avec les pays voisins afin de favoriser la concurrence dans la fourniture de l'énergie d'ajustement. La participation des acteurs suisses au mécanisme d'ajustement français est effective depuis le 1^{er} avril 2003. La participation des acteurs étrangers a été étendue à l'Angleterre et l'Espagne en octobre 2004, à l'Allemagne en octobre 2005, et à l'Italie en avril 2006.

Le bilan est mitigé selon les frontières considérées. Tandis qu'aucune offre n'a été activée en provenance d'Angleterre et d'Espagne depuis début 2006, les acteurs suisses et, dans une moindre mesure, allemands réalisent une part significative des ajustements (cf. figure 6).

C. Une efficacité renforcée pour la gestion de l'équilibre entre l'offre et la demande

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

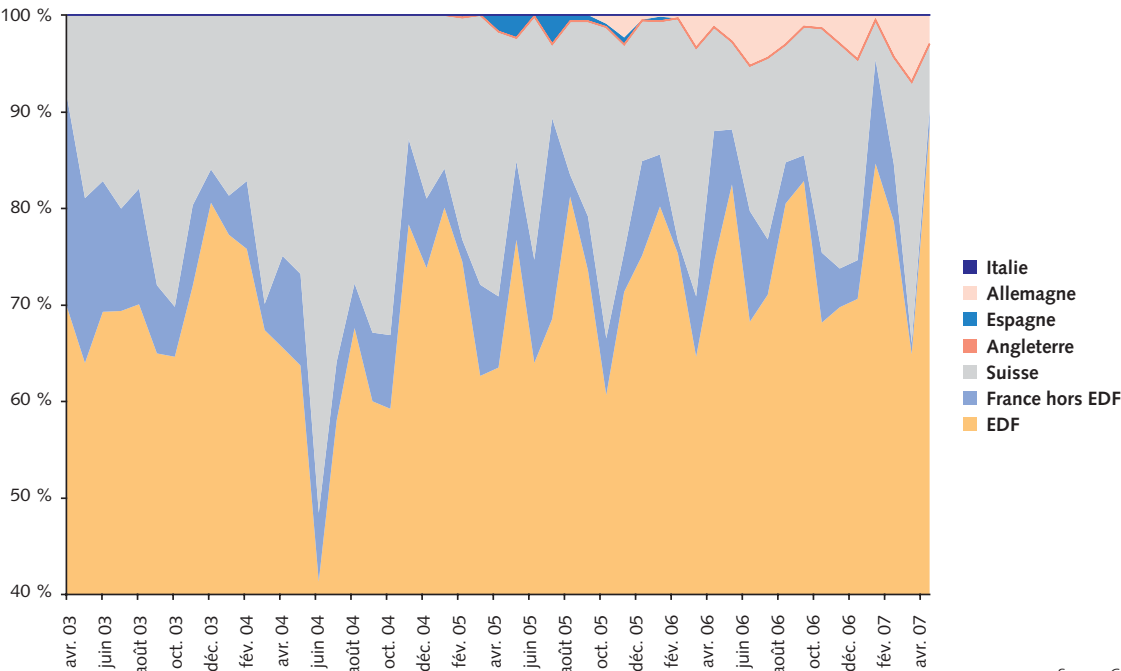
- la réserve primaire automatique, répartie sur l'ensemble du réseau UCTE, dont l'objectif est de

Figure 5 : Évolution du nombre de guichets infra-journaliers et du délai de neutralisation

	Nombre de guichets infra-journaliers	Délai de neutralisation
Avril 2003	6	3 heures
Juillet 2004	7	3 heures
Avril 2005	12	2 heures
Mars 2007	24	2 heures

Source : CRE

Figure 6 : Participation des acteurs au mécanisme d'ajustement (part des ajustements à la hausse)



Source : CRE

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 mi-

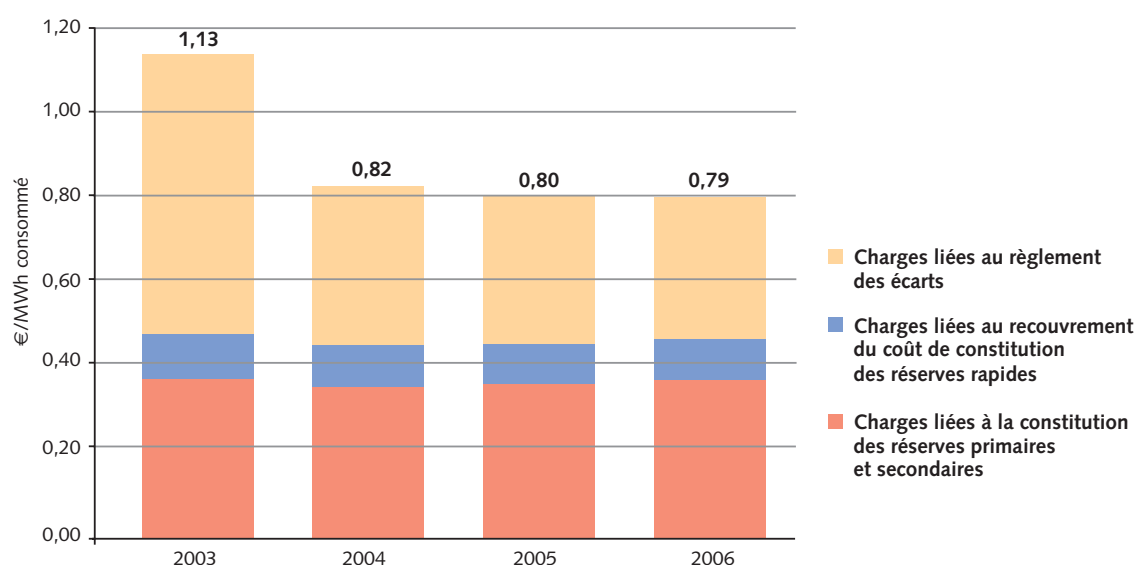
nutes) fait l'objet d'une contractualisation, dont les coûts sont recouverts via un paiement des responsables d'équilibre proportionnel à leur soutirage physique. Le reste de la capacité offerte sur le mécanisme d'ajustement ne perçoit aucune rémunération liée à sa seule mise à disposition. Les fournisseurs de cette partie de l'énergie d'ajustement sont rémunérés en fonction de l'énergie effectivement fournie. Les coûts des ajustements sont, quant à eux, recouverts via la facturation des écarts.

On constate depuis la mise en place du mécanisme d'ajustement une baisse significative des coûts d'équilibrage rapportés au soutirage physique : ils représentent le coût de l'équilibrage dans la facture d'électricité (cf. figure 7).

D. Une sûreté d'exploitation du système électrique maintenue

Depuis sa mise en place le 1^{er} avril 2003, le mécanisme d'ajustement a fait la preuve de sa robustesse aux aléas. Les modifications apportées pour accroître la flexibilité offerte aux acteurs et renforcer l'efficacité économique du dispositif, n'ont pas altéré cette robustesse. Malgré les périodes difficiles rencontrées sur le système électrique français, l'équilibre instantané entre injection et

Figure 7 : Évolution annuelle des charges liées à l'équilibrage du système



Source : CRE

soutirage a toujours été maintenu au niveau national. Ces périodes difficiles, souvent caractérisées par des prix élevés sur le marché Powernext et des prix élevés de règlement des écarts négatifs (ceux-ci étant par définition supérieurs aux prix Powernext), correspondent (cf. figure 8 et encadré 17) :

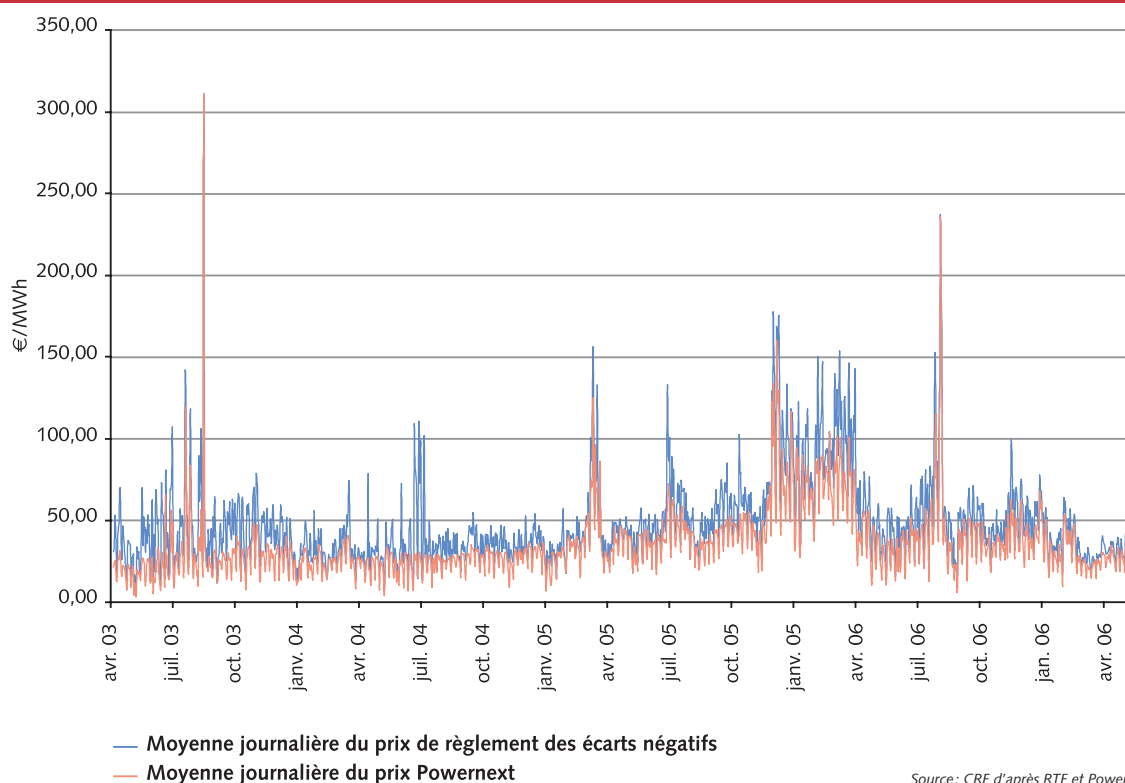
- à la canicule de l'été 2003 ;
- aux baisses de production résultant des grèves observées par des agents EDF au mois de juin 2004 ;
- à la vague de froid de fin février à début mars 2005 ;
- aux températures élevées et aux mouvements de grève de la seconde moitié du mois de juin 2005 ;
- à la vague de froid prolongée durant l'hiver 2005/2006 ;
- aux fortes chaleurs de la seconde moitié du mois de juillet 2006.

E. Une transparence accrue à destination des offreurs d'ajustement et des responsables d'équilibre auprès desquels sont recouvrés les coûts liés aux ajustements

Depuis la mise en place du mécanisme d'ajustement, la transparence à destination des offreurs d'ajustement et responsables d'équilibre, auprès desquels sont recouvrés les coûts des ajustements, s'est accrue.

La deuxième version des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement, au recouvrement des charges d'ajustement, du 1^{er} juillet 2004, précise les processus de gestion de la préséance économique et d'affectation des coûts des appels d'ajustement, ainsi que les modalités de gestion du système en cas d'insuffisance des offres.

Figure 8 : Évolution du prix de règlement des écarts négatifs et du prix du marché Powernext depuis la mise en place du mécanisme d'ajustement



Source : CRE d'après RTE et Powernext

Depuis octobre 2004, RTE publie sur son site Internet un bilan mensuel du mécanisme d'ajustement dont le contenu s'est progressivement enrichi. Outre les informations relatives aux besoins du système, aux prix, aux caractéristiques des offres activées et à l'équilibre du compte Ajustements - Écarts, ce bilan intègre également :

- les règlements financiers relatifs à la résorption des congestions (depuis mars 2006) ;
- les coûts du contre-ajustement, c'est-à-dire les surcoûts engendrés par les ajustements contre la ten-

dance du système résultant de l'imprévisibilité du besoin et des contraintes dynamiques des groupes de production (depuis mars 2006) ;

- les volumes par frontière et par jour activés au titre des contrats de secours avec les GRT étrangers, lesquels ne sont utilisés par RTE qu'en cas d'épuisement des offres disponibles sur le mécanisme d'ajustement (depuis juillet 2006).

F. Un équilibre financier entre charges et produits du mécanisme d'ajustement préservé

Il est difficile d'obtenir naturellement l'équilibre financier entre les charges et les produits du mécanisme d'ajustement. En effet, trois phénomènes se conjuguent :

> Le contre-ajustement

RTE dispose des programmes de production et d'échanges aux frontières qui lui sont transmis par les acteurs ainsi que de prévisions de la consommation. Ces programmes étant susceptibles d'être modifiés, RTE doit faire face à une incertitude sur les actions à entreprendre afin de maintenir l'équilibre du système.

Par ailleurs, ces actions sont contraintes par les conditions techniques d'utilisation des offres d'ajustement remises par les acteurs, lesquelles sont dictées par la flexibilité du parc de production et les contraintes d'utilisation des interconnexions. Ces contraintes s'expriment en termes de délai de mobilisation (durée nécessaire pour obtenir l'accroissement ou la diminution de puissance demandée par RTE) et de durée minimale d'utilisation (la production nucléaire par exemple doit respecter des paliers de 2 heures).

RTE peut être amené à activer des ajustements contre la tendance du système, de manière volontaire pour des raisons d'optimisation économique, ou involontaire en raison de l'imprévisibilité du besoin. Ces « contre-ajustements » représentent un surcoût pour le mécanisme d'ajustement.

> Le foisonnement des écarts des responsables d'équilibre

RTE bénéficie du foisonnement des écarts des responsables d'équilibre. Les actions entreprises par RTE visent à résorber le déséquilibre net du système tandis que les responsables d'équilibre se voient facturer le prix de règlement des écarts sur la base de

Encadré 17 : L'impact sur le mécanisme d'ajustement de la panne d'électricité du samedi 4 novembre 2006

Les incidents survenus dans la soirée du 4 novembre 2006 ont conduit à des appels importants sur le mécanisme d'ajustement visant à rétablir l'alimentation des consommateurs délestés. Les réserves disponibles sur celui-ci ont été mobilisées par RTE afin d'augmenter la production et de mettre progressivement un terme aux délestages de la consommation. Le bon fonctionnement du mécanisme d'ajustement et la disponibilité de réserves suffisantes ont permis de rétablir en moins de deux heures l'alimentation électrique de l'ensemble des Français touchés par les interruptions de fourniture.

Chronologie des événements :

- avant l'incident, la situation sur le mécanisme d'ajustement était normale. Le prix de règlement des écarts négatifs était de 51 €/MWh ;
- à 22 h 00, le volume des réserves rapides disponibles était de 5 500 MW ;
- à 22 h 10, l'incident a provoqué le délestage sur les réseaux français de 6 260 MW de consommation ;
- à 22 h 15, RTE a sollicité 2 800 MW de réserves rapides sur le mécanisme d'ajustement ;
- à 22 h 20, RTE a sollicité 1 140 MW de réserves rapides sur le mécanisme d'ajustement ;
- à 22 h 30, RTE a autorisé la réalimentation de la moitié environ des consommateurs touchés par les interruptions de fourniture ;
- à 22 h 40, RTE a de nouveau sollicité 1 000 MW de réserves à la hausse et autorisé la réalimentation de la seconde moitié des consommateurs touchés par les interruptions de fourniture ;
- à 23 h 10, l'alimentation électrique de l'ensemble des français touchés par les interruptions de fourniture était rétablie ;
- pendant la période de délestage, le prix de règlement des écarts, calculé à partir du prix des offres d'ajustement activées, se situait à 65 €/MWh.

leurs écarts individuels. Ainsi, la somme des volumes d'écarts facturés est supérieure à la somme des volumes d'ajustements mis en œuvre à la demande de RTE. En 2006, le volume d'écarts facturés aux responsables d'équilibre a excédé de 40% environ le volume des ajustements réalisés.

> Les revenus résultant de l'activation des contrats d'échange de réserves entre GRT

Afin d'assurer la sûreté du système électrique, RTE a conclu avec les gestionnaires des réseaux de transport voisins des contrats d'échange de réserves. Ces contrats sont généralement destinés à n'être mis en œuvre qu'en cas d'urgence. Ils ne donnent ainsi lieu qu'à des échanges financiers limités. Cependant, le contrat liant RTE et National Grid, le gestionnaire du réseau de transport britannique, est fréquemment mis en œuvre par ce dernier afin de résorber les congestions et les déséquilibres sur son réseau. Il engendre ainsi des flux financiers positifs en direction du compte Ajustements – Écarts.

Afin de maintenir l'équilibre du compte Ajustements – Écarts, le régulateur peut utiliser deux variables : le paiement proportionnel au soutirage physique et le facteur k.

Le paiement proportionnel au soutirage physique a pour vocation de recouvrer les charges fixes relatives à la contractualisation par RTE des réserves tertiaires rapides et complémentaires. Les charges de contractualisation sont connues à l'avance et stables depuis l'activation du mécanisme d'ajustement (45 M€ environ par an). Les produits dépendent quant à eux exclusivement du soutirage physique. Fixé initialement à 0,11 €/MWh, le paiement proportionnel au soutirage physique a été abaissé à 0,09 €/MWh le 1^{er} avril 2005.

Le facteur k permet d'ajuster le prix de règlement des écarts, lequel repose sur le prix moyen pondéré des offres d'ajustement activées (cf. figure 9).

Le facteur k a baissé trois fois depuis le 1^{er} avril 2003, passant de 0,2 en 2003, à 0,05 aujourd'hui (cf. figure 10).

Figure 10 : Évolution du facteur k depuis l'activation du mécanisme d'ajustement

1 ^{er} avril 2003	0,2
1 ^{er} juillet 2004	0,18
1 ^{er} avril 2005	0,15
1 ^{er} juillet 2006	0,05

Source : CRE

Cette baisse significative n'a cependant pas suffi à équilibrer durablement le compte Ajustements – Écarts.

C'est pourquoi, dans sa délibération du 17 mars 2005, la CRE demandait à RTE de reverser l'excédent accumulé sur le compte ajustements-écarts en 2003 et 2004 de manière à limiter le solde positif sur le compte, arrêté au 31 décembre 2004, à 10 M€ hors éléments relatifs aux charges de constitution de la réserve rapide et au recouvrement de ces charges. Ceci a représenté un reversement aux responsables d'équilibre de 34 M€. Ce reversement a été effectué début 2006 après obtention des données définitives des écarts des responsables d'équilibre.

La nouvelle version des Règles entrée en vigueur au 1^{er} juillet 2006 a introduit deux modifications :

- les éventuels surplus accumulés sur le compte ajustements-écarts sont reversés chaque année aux responsables d'équilibre à la demande de la CRE. Cette disposition a donné lieu au reversement, début 2007, des 68 M€ d'excédent accumulés en 2005 ;
- le traitement des charges et produits issus de l'activation par les gestionnaires de réseau étrangers des contrats de secours qui les lient à RTE, jusqu'alors versés en intégralité sur le compte Ajustements – Écarts, a été modifié. Les énergies échangées dans le cadre de ces contrats sont désormais traitées, sur le compte, de la même façon que les écarts d'un responsable d'équilibre.

Figure 9 : Méthode de calcul du prix de règlement des écarts

	Tendance à la hausse	Tendance nulle	Tendance à la baisse
Écarts positifs	Px	Px	Min (PMPb / (1+k); Px)
Écarts négatifs	Max (PMPb * (1+k); Px)	Px	Px

avec Px : prix Powernext de la veille pour le lendemain
PMPb : prix moyen pondéré des offres activées à la baisse
PMPb : prix moyen pondéré des offres activées à la hausse

Source : CRE

2.2.2. Les évolutions à attendre en 2007

La version 2007 des Règles, dont l'entrée en vigueur devrait intervenir en septembre 2007, s'inscrit dans la logique qui a présidé à l'évolution du mécanisme d'ajustement depuis son activation au 1^{er} avril 2003. Elle intègre deux modifications importantes conformément aux demandes exprimées dans la délibération de la CRE du 17 mars 2005 et sa communication du 22 mars 2006.

Dans sa délibération du 17 mars 2005, la CRE demandait à RTE de « lui proposer en décembre 2005, après consultation des acteurs de la CFMA (Commission de fonctionnement du mécanisme d'ajustement), des évolutions à apporter au mécanisme d'ajustement au cours des prochaines années, pour, d'une part, développer sa capacité à inciter les acteurs à un comportement économiquement efficace sans porter atteinte à la sûreté d'exploitation et, d'autre part, le rendre compatible avec les mécanismes d'ajustement des pays européens, dans la perspective d'une amélioration de l'intégration des marchés électriques ».

La réponse de RTE a permis, après avoir recueilli les opinions des différents intervenants du mécanisme d'ajustement et des acteurs du marché concernés par le règlement des écarts, d'établir une liste de travaux complémentaires, précisés dans la communication de la CRE du 22 mars 2006. Deux importantes modifications à apporter aux futures Règles figuraient dans cette liste. Il s'agit de :

> L'équilibrage des responsables d'équilibre victimes d'aléas de production

Début 2006, il existait 12 guichets infra-journaliers de programmation de la production assortis d'un délai de neutralisation de 2 heures, de sorte qu'un acteur pouvait mettre jusqu'à 4 heures pour rééquilibrer sa position à la suite d'un aléa de production. Fin mars 2007, le nombre de guichets a été porté à 24, réduisant ainsi à 3 heures le délai maximum nécessaire à un acteur pour rééquilibrer sa position.

À compter du 1^{er} septembre 2007, le délai de neutralisation applicable aux producteurs victimes d'aléas de production sera réduit à 1 heure, de sorte que le délai maximum nécessaire à un acteur pour rééquilibrer sa position, à la suite d'un aléa de production, sera réduit à 2 heures.

> L'envoi des programmes de production aux centrales par les producteurs eux-mêmes

L'envoi aux centrales de leurs programmes de production relève normalement du producteur mais, pour des raisons historiques, il est, actuellement, effectué par RTE pour certains producteurs dont EDF.

Or cette pratique est incompatible avec la réduction du délai de neutralisation en dessous de 2 heures (hors aléa de production). C'est pourquoi la CRE a demandé à RTE, dans sa communication du 22 mars 2006, de définir avec les producteurs français, les dispositions et délais nécessaires permettant à ces producteurs de transmettre aux centrales, par leurs propres moyens, les programmes de production notifiés par RTE.

La mise en œuvre de cette modification des Règles est complexe. L'envoi de l'ensemble des modifications de programme aux centrales par les producteurs ne devrait intervenir qu'à l'horizon 2009. Toutefois, une étape intermédiaire est prévue. À compter de 2008, l'envoi aux centrales des programmes de production définis à 16 heures la veille pour le lendemain, éventuellement corrigés des ordres d'ajustement de RTE, sera assuré par les producteurs eux-mêmes. La modification du traitement des programmes d'appel en J-1 sera insérée dans la nouvelle version des Règles en 2007. La prise en charge de l'ensemble des re-déclarations en infra-journalier ne devrait être effective qu'en 2009.

Dès lors que la responsabilité de l'envoi des programmes de production aux centrales aura été entièrement transférée aux producteurs, le délai de neutralisation de 1 heure, qui sera appliqué aux producteurs victimes d'aléas de production dès le 1^{er} septembre 2007, pourrait être généralisé à l'ensemble des producteurs si une telle évolution s'avérait pertinente.

2.2.3. Perspectives de développement des échanges d'ajustement

Le mécanisme d'ajustement français ayant fait la preuve de son efficacité, le développement des échanges transfrontaliers d'électricité est l'axe de travail principal de la CRE concernant l'ajustement. Comme l'ont clairement souligné les conclusions du XIII^e Forum de Florence tenu en septembre 2006, la réalisation du marché intérieur de l'électricité passe par l'intégration des marchés d'ajustement.

La CRE s'appuie pour cela, d'une part, sur les initiatives régionales de l'électricité et, d'autre part, sur les travaux en cours au sein de l'ERGEG.

Le développement des échanges d'ajustement figure au programme de travail des initiatives régionales de l'électricité auxquelles participe la CRE. Les travaux ont débuté pour deux d'entre elles.

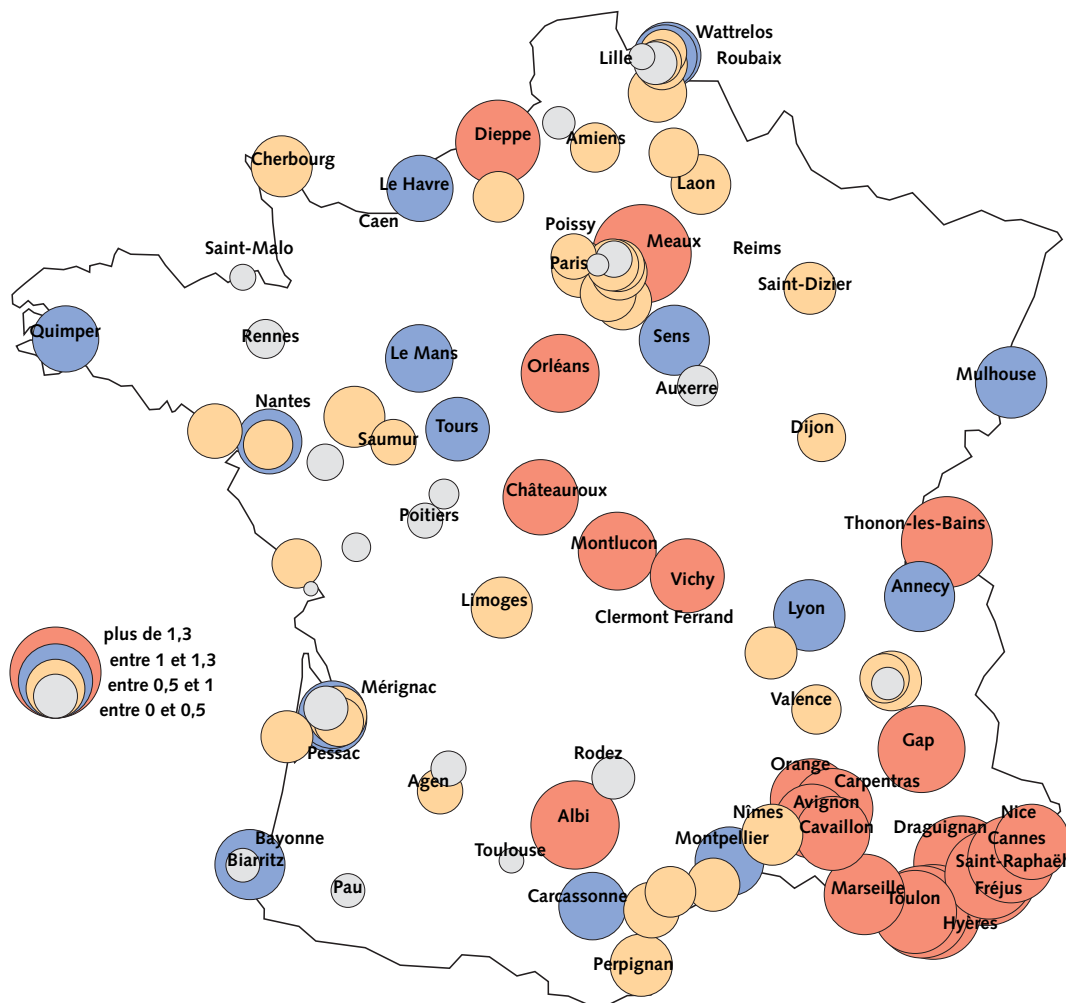
- Dans le cadre de l'initiative régionale Centre Ouest, un plan d'action a été établi, dont les étapes concernant l'ajustement sont les suivantes :
 - 1^{er} juillet 2007 : les gestionnaires de réseau de transport (GRT) devront avoir remis une étude détaillée concernant la mise en place d'échanges commer-

- ciaux infra-journaliers et tenant compte des possibles interactions avec les échanges d'ajustement;
- 1^{er} juin 2008: les GRT remettront une étude détaillée concernant la mise en place d'échanges d'ajustement au sein de l'ensemble de la région;
- 1^{er} juillet 2008: le Comité de coordination régionale (RCC – *Regional Coordination Committee*), regroupant les régulateurs des cinq pays concernés, publiera la proposition des GRT et invitera tous les acteurs concernés à participer à une consultation publique sur le sujet;
- 15 octobre 2008: le RCC publiera sa position tenant compte des remarques formulées par les acteurs dans le cadre de la consultation publique et engagera les actions requises en vue de sa mise en œuvre;
- 1^{er} mars 2009: les échanges d'ajustement seront en vigueur dans l'ensemble de la région.

- Dans le cadre de l'initiative régionale « France, Grande-Bretagne et Irlande », un groupe de travail dédié à l'ajustement a été créé début 2007. Son objectif, concernant l'interconnexion entre la France et l'Angleterre, est de permettre la réciprocité de l'accès aux marchés d'ajustement et le développement des échanges.

Par ailleurs, la CRE participe au groupe de travail *Electricity Market* de l'ERGEG dans lequel sont discutées les questions relatives à l'intégration des mécanismes d'ajustement. Le 6 décembre 2006, l'ERGEG a publié, après consultation publique, un document intitulé « Lignes directrices pour l'intégration des marchés d'ajustement » (*Guidelines of good practice for electricity balancing markets integration*). Il présente les premières recommandations pour réaliser l'intégration des mécanismes d'ajustement. Ce document

Figure 11 : Fréquence moyenne annuelle de coupures longues dans les principales villes françaises (> 20 000 habitants) par utilisateur raccordé en basse tension, toutes causes confondues – résultats 2005



Source: CRE

sera complété de considérations relatives aux marchés infra-journaliers et aux réserves automatiques avant d'être soumis à consultation publique et présenté au XIV^e Forum de Florence en septembre 2007.

2.3. Le suivi de la qualité de service des réseaux publics d'électricité par la CRE

2.3.1. La qualité du réseau de distribution

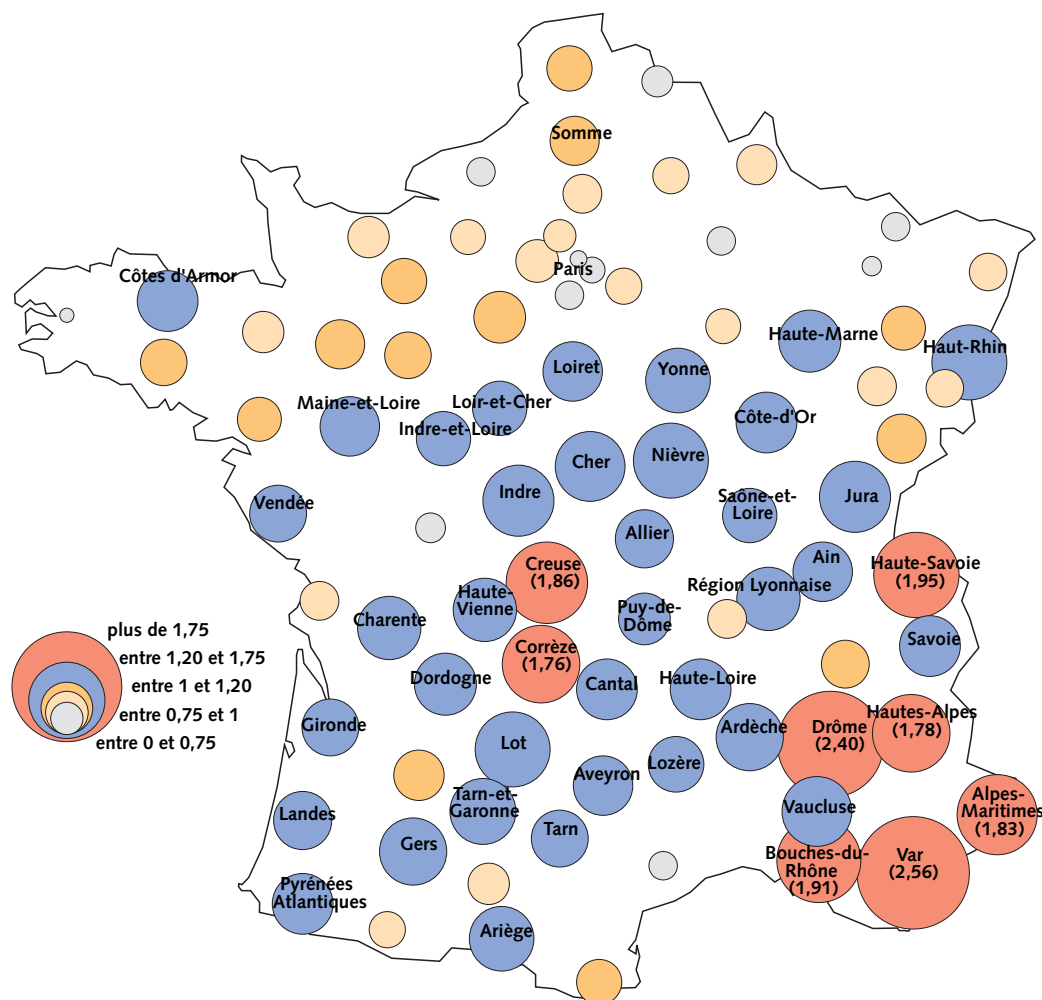
Depuis 2003, ERD transmet annuellement à la CRE un compte rendu d'activités qui traite de la qualité des réseaux publics de distribution d'électricité. Les indicateurs de suivi sont répartis selon cinq thèmes :

- 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 de 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 techniques et non techniques ;
- l'évolution des coûts et des recettes, qui inclut les charges et recettes du distributeur, les immobilisations et les investissements effectués sur les réseaux.

Depuis juillet 2006, la CRE dispose des données relatives à la qualité à la maille de la concession pour les années 2004 et 2005. Cette maille restreinte permet une analyse détaillée des performances et une détection des « points noirs ». Les résultats de cette analyse sont illustrés par les figures 11 et 12, ci-dessous.

Figure 12 : Fréquence moyenne annuelle de coupures longues dans les principaux syndicats par utilisateur raccordé en basse tension, toutes causes confondues – résultats 2005



Source : CRE

La figure 11 illustre la fréquence de coupure longue par utilisateur raccordé en basse tension et par commune de plus de 20 000 habitants.

Sur la totalité des communes étudiées, quarante communes connaissent une amélioration de la fréquence de coupure entre 2004 et 2005 et cinquante-cinq communes, une dégradation. Deux communes enregistrent des performances identiques entre 2004 et 2005.

En moyenne sur les années 2004 et 2005, on observe qu'Orléans, Montluçon, Vichy et un nombre important de communes de la région PACA enregistrent les plus mauvaises performances, soit une fréquence moyenne supérieure à 1,3 coupure longue par utilisateur. Orléans et Montluçon ont connu une baisse significative du nombre de coupures longues par utilisateur entre 2004 et 2005.

Treize communes de la région PACA, dont Nice, Marseille, Cannes, Orange, Avignon et Toulon ont connu, entre 2004 et 2005, une augmentation du nombre de coupures. Cette dégradation peut s'expliquer par les délestages survenus en 2005 sur le réseau de grand transport qui n'offre pas, dans l'Est de la région PACA, un niveau de sécurité d'alimentation satisfaisant. La forte croissance des charges dans la zone, conjuguées à l'absence d'une nouvelle liaison à 400 kV entre Manosque et Nice, explique la fréquence élevée de coupures longues sur l'ensemble de la zone à tous les niveaux de tension. La région PACA est une zone sensible, en particulier les départements du Var et du Vaucluse. La CRE surveillera, donc, au cours des prochaines années, les performances relatives à la continuité de l'alimentation en électricité dans cette région.

La figure 12 illustre la fréquence de coupure longue par utilisateur raccordé en basse tension et par syndicat (syndicat départemental, syndicat intercommunal, fédération ou communauté de communes). Les communes de la figure 11 sont des concessions indépendantes et ne font, donc, pas partie des syndicats de la figure 12. Les zones défavorisées en matière de continuité de la fourniture observées sur la figure 11 complètent celles observées sur la figure 12.

Sur la totalité des syndicats étudiés, 51 syndicats connaissent une amélioration de la fréquence de coupure entre 2004 et 2005 et 36 syndicats une dégradation. En moyenne sur 2004 et 2005, les syndicats situés dans le Lot, la Creuse, l'Ardèche et la Haute-Marne enregistrent une fréquence moyenne de coupure supérieure à 1,75 coupure longue par an et par utilisateur. Cependant, on observe, pour ces

derniers, une amélioration des performances entre 2004 et 2005.

Le syndicat de la Drôme a connu de mauvaises performances en 2004 et 2005 (1,98 et 2,40 coupures longues). Celles-ci peuvent s'expliquer par la survenance d'événements climatiques particuliers (orages en 2004, neige collante en 2005) qui ont eu un impact sur la qualité.

Le syndicat du Var connaît une fréquence moyenne de coupure longue de 2,16 et fait état d'une dégradation des performances entre 2004 (1,76 coupure longue) et 2005 (2,56 coupures longues). Le syndicat du Vaucluse a également connu une dégradation significative des performances entre 2004 (0,64 coupure longue) et 2005 (1,60 coupure longue). Ces éléments confirment le résultat de l'étude effectuée au niveau des communes.

2.3.2. La qualité du réseau de transport

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

- la description de la clientèle et les taux d'indisponibilité du réseau ;
- la continuité de la fourniture et la qualité de l'onde 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.

Ces informations sont transmises trimestriellement ou annuellement par RTE, à la maille des sept régions de l'organisation territoriale du gestionnaire de réseau. Elles sont illustrées par la figure 13.

Le tableau 1 indique, par région RTE, le temps de coupure équivalent observé en moyenne sur les années 2002, 2003, 2004 et 2005, toutes causes

Tableau 1 : Temps de coupure par région RTE

Région RTE	TCC (min)	HIE (min)
Normandie Paris	1,99	1,53
Est	3,97	1,46
Rhône Alpes Bourgogne	3,97	2,88
Ouest	4,44	2,99
Sud-Ouest	4,86	3,73
Sud-Est	5,18	3,71
Nord-Est	5,62	4,23

Source : CRE (2007)

confondues (TCC) et hors incidents exceptionnels⁽⁴⁾ (HIE).

Sur le réseau public de transport, les régions Nord-Est, Sud-Est et Sud-Ouest connaissent, en moyenne sur 4 ans, la moins bonne qualité d'alimentation. Cette analyse confirme celle effectuée sur les réseaux de distribution pour les deux régions du Sud de la France. On observe que les mauvais résultats de la région de transport Nord-Est ne se répercutent pas de manière aussi significative sur les réseaux de distribution de la région.

Ces chiffres n'incluent pas les délestages de consommation décidés par RTE, qui peuvent représenter une proportion élevée des coupures subies par les

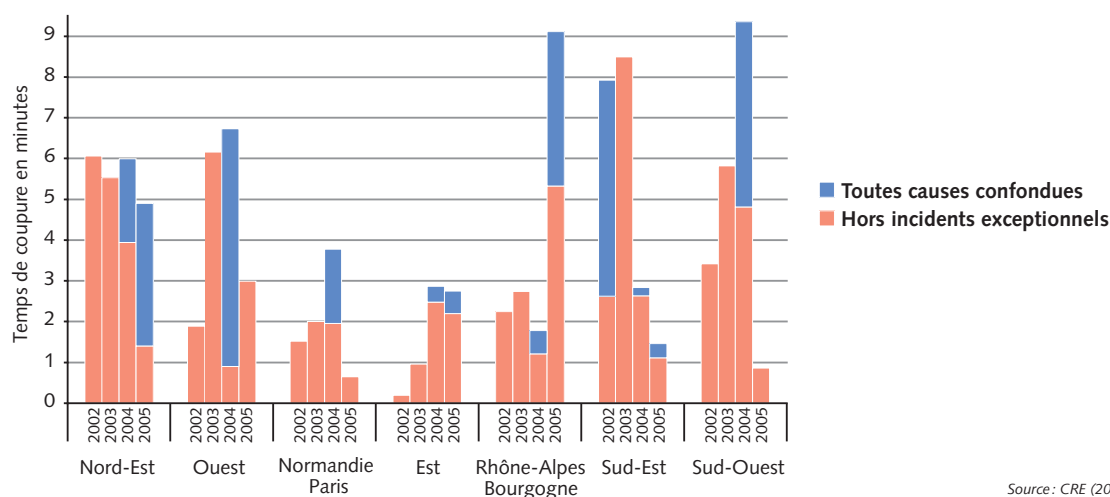
utilisateurs du réseau public de transport. Ainsi, les réseaux publics de distribution en HTA de la zone Sud-Est ont connu, en 2005, 45 minutes d'interruption de l'alimentation à cause des incidents survenus de manière répétée sur le réseau public de transport.

2.3.3. Les objectifs du suivi de la qualité

Avec les comptes rendus d'activités, la CRE dispose d'informations fiables et comparables d'année en année sur les performances des réseaux publics, comme illustré par la figure 14. Ces informations permettent à la CRE de :

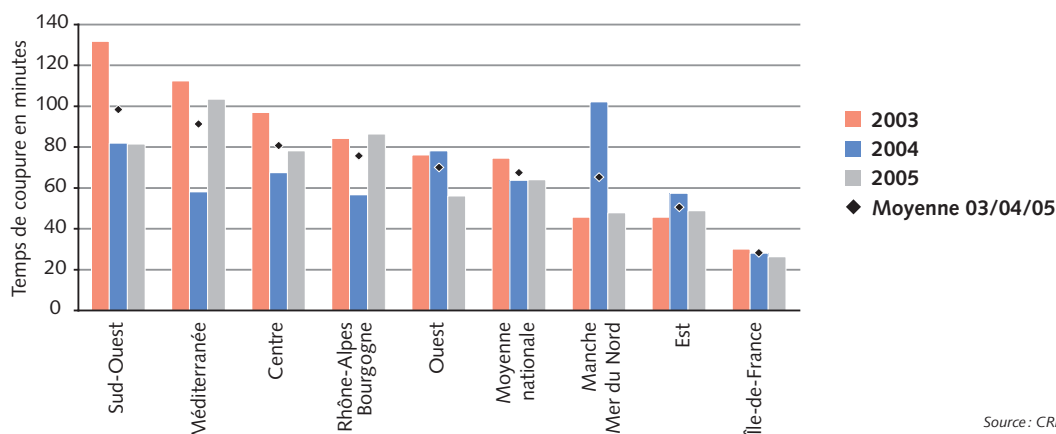
- contrôler l'évolution des indicateurs de chaque concession et prévenir ainsi une éventuelle dégradation locale de la qualité année après année ;

Figure 13 : Évolution du temps de coupure équivalent par région sur le réseau public de transport de RTE



Source : CRE (2007)

Figure 14 : Comparaison régionale du temps annuel moyen de coupure longue sur les réseaux de distribution exploités par ERD (clients raccordés en basse tension, toutes causes confondues)



Source : CRE (2007)

(4) HIE : Hors Incidents Exceptionnels.

- déterminer les paramètres des mécanismes économiques d'une régulation incitative des gestionnaires de réseaux au regard de la qualité. Une telle régulation est envisagée pour le prochain tarif d'utilisation des réseaux ;
- apprécier les objectifs de qualité des projets de textes réglementaires qui seront prochainement soumis pour avis à la CRE ;
- intégrer les résultats aux comparaisons internationales menées par le CEER.

La mise en place de ce compte rendu avec les principales ELD est en cours.

2.4. Les prescriptions techniques générales pour le raccordement des utilisateurs aux réseaux publics d'électricité

Les prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement aux réseaux publics de transport et de distribution auxquelles doi-

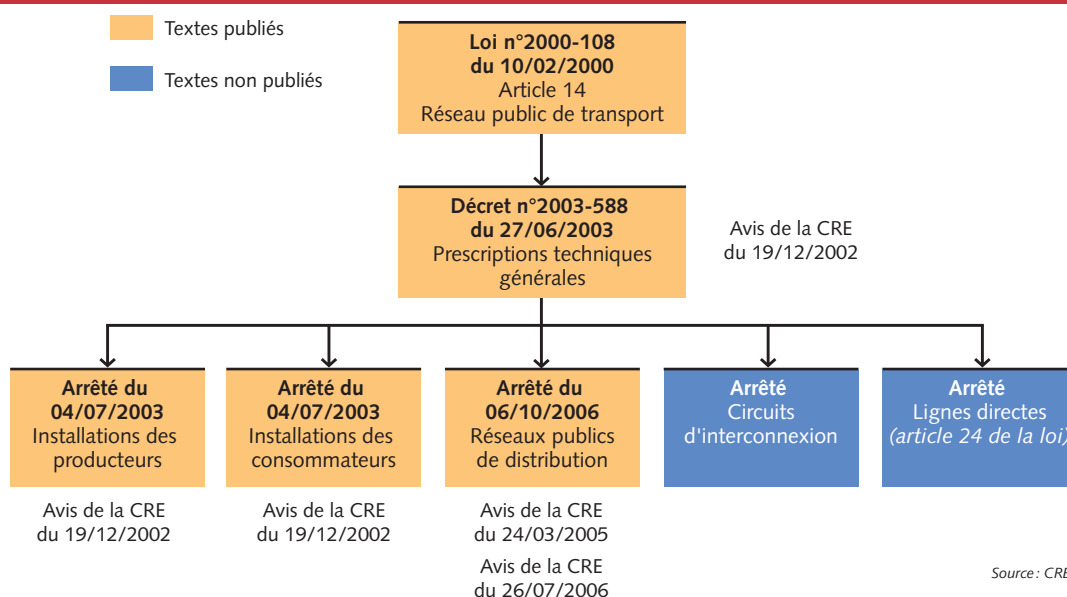
vent satisfaire les installations des utilisateurs de ces réseaux, prises en application des articles 14 et 18 de la loi du 10 février 2000, ont été complétées. Le cadre réglementaire du raccordement aux réseaux publics d'électricité est illustré par les figures 15 et 16.

Les utilisateurs des réseaux publics peuvent ainsi procéder, de façon rationnelle, aux choix techniques et économiques nécessaires aux raccordements de nouvelles installations, du fait d'une meilleure connaissance des contraintes qui leur sont applicables.

Pour le raccordement au réseau public de transport, l'arrêté ministériel du 6 octobre 2006, relatif à ces prescriptions techniques complète le cadre réglementaire. Toutefois, le gouvernement n'a pas pris en compte les quatre critiques principales de la CRE dans ses avis du 24 mars 2005 et du 26 juillet 2006 :

- le trop grand nombre d'éléments laissé à l'accord entre les parties alors que l'accès doit être régulé et non négocié ;

Figure 15 : Cadre légal du raccordement au réseau public de transport



- l'absence de plan qualité pour le système de protection contrairement à ce qui est prévu pour les autres utilisateurs que les réseaux de distribution ;
- l'absence d'obligation réglementaire concernant le transit de puissance réactive au point de livraison ;
- la limitation de la portée de l'annexe relative aux régimes exceptionnels et aux creux de tension.

Un premier arrêté en date du 6 octobre 2006 (avis de la CRE du 20 octobre 2005, puis du 26 juillet 2006) complète les dispositions de l'arrêté du 17 mars 2003 relatif aux conditions de raccordement des installations de consommation. Il préserve les conditions d'alimentation des charges sensibles et améliore le soutien du système électrique par des installations de consommation qui comporteraient des charges raccordées aux réseaux publics de distribution et des groupes de production intégrés aux mêmes sites.

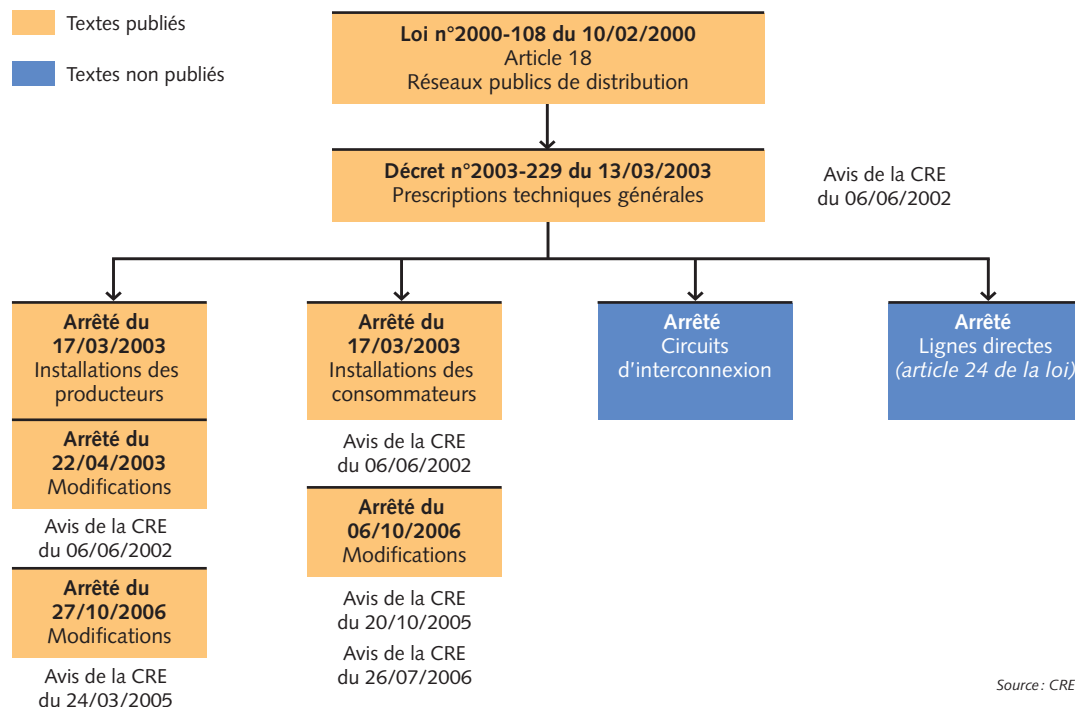
Les modifications concernant la participation des groupes de production directement raccordés aux réseaux publics pendant les régimes exceptionnels de

fréquence et de tension, qui résultent de l'article 19 de l'arrêté du 6 octobre 2006 relatif aux raccordements des réseaux publics de distribution, améliorent le soutien du système électrique. La modification sur la limitation de l'à-coup de tension à 5% procède d'une harmonisation entre les différents arrêtés intervenus le 17 mars 2003.

L'arrêté du 27 octobre 2006, sur le projet duquel la CRE a rendu un avis le 24 mars 2005, complète les dispositions de l'arrêté du 17 mars 2003 relatif aux conditions de raccordement des installations de production. Il améliore le soutien du système électrique par les groupes de production de puissance supérieure à 5 MW raccordés aux réseaux publics de distribution pendant les périodes soumises à des régimes exceptionnels de fréquence et de tension.

Ces nouveaux textes contribueront à améliorer la sûreté d'exploitation des réseaux et la transparence des règles applicables aux utilisateurs (producteurs, consommateurs et distributeurs).

Figure 16: Cadre légal du raccordement aux réseaux publics de distribution



2.5. La documentation technique de référence des gestionnaires de réseaux publics d'électricité

La réglementation en vigueur ne peut pas couvrir l'ensemble des dispositions techniques relatives aux réseaux publics de transport et de distribution d'électricité. C'est pourquoi, la CRE a prescrit la publication de référentiels techniques par les gestionnaires de réseaux publics d'électricité, le 7 avril 2004, sur le fondement de l'article 37 de la loi du 10 février 2000.

2.5.1. La documentation technique de référence du gestionnaire du réseau public de transport

Conformément à l'article 35 du cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité, « le concessionnaire du réseau public de transport communique à la CRE et au ministre chargé de l'énergie, préalablement à leur publication, la documentation technique de référence et les résultats de la consultation des représentants des différentes catégories d'utilisateurs du réseau ».

Le référentiel technique du réseau public de transport fait partie de cette documentation technique de référence. Son mode d'élaboration tel que prévu par la décision de la CRE du 7 avril 2004, est confirmé par le nouveau cahier des charges type.

2.5.2. Les enseignements de la consultation publique de la CRE du 5 mai 2006

Le 5 mai 2006, la CRE a lancé une consultation publique destinée à mesurer les conséquences de la mise en place des référentiels techniques et l'intérêt qui leur est porté par les utilisateurs des réseaux publics. Cette consultation permettait aux utilisateurs qui rencontraient des difficultés avec leurs gestionnaires de réseaux publics d'électricité pour l'interprétation ou l'application de ces documents à lui en faire part et, le cas échéant, à proposer des axes d'amélioration de ce dispositif.

La communication de la CRE du 22 mars 2007 a présenté les enseignements de cette consultation,

dont l'intérêt d'une amélioration des procédures de traitement des demandes de raccordement.

Les utilisateurs ont rappelé que les référentiels techniques constituent des documents essentiels pour l'explicitation des pratiques des gestionnaires de réseaux. Ils ont d'ailleurs indiqué avoir largement participé aux processus de concertation organisés par les gestionnaires de réseaux (principalement ERD et RTE) préalablement à la publication des documents constitutifs des référentiels techniques.

Toutefois, les aspects techniques contractuels et financiers des conditions de raccordement et d'accès aux réseaux publics de transport et de distribution ont fait l'objet de critiques des contributeurs, principalement en ce qui concerne les études de raccordement au réseau public de distribution. Dans le domaine du transport, les opinions sont moins critiques mais le faible nombre de demandes de raccordement en cours d'examen pendant la période de consultation rend l'échantillon moins significatif que dans le domaine de la distribution. Le constat devra être réexaminé à la lumière d'une consultation ultérieure portant sur un échantillon plus vaste.

Les utilisateurs ont indiqué que le retour d'expérience sur l'utilisation au jour le jour des référentiels techniques était encore limité. Dès lors, l'essentiel des critiques exprimées par les utilisateurs sur les référentiels techniques concernait la forme des textes :

- perplexité face à leur grande technicité ;
- crainte de leur voir donner aux gestionnaires de réseaux un pouvoir prescriptif que la réglementation ne leur a pas octroyé.

2.6. Les contrats d'accès aux réseaux publics d'électricité

2.6.1. Les modifications introduites par le cahier des charges type de concession du réseau de transport d'électricité

Le nouveau cahier des charges type de concession du RPT précise que les modèles de contrats d'accès au RPT sont désormais approuvés par la CRE. Ces

modèles devront être inclus dans la documentation technique de référence et publiés.

Les contrats entre RTE et les GRD ne sont pas directement soumis à l'approbation du régulateur. Toutefois, ils devront être inclus dans la documentation technique de référence et, à ce titre, feront l'objet d'un examen préalable par la CRE.

La CRE précisera très prochainement les conditions dans lesquelles elle instruira les propositions ainsi que ses attentes par rapport aux nouveaux modèles de contrats d'accès qui devront traduire les exigences communautaires et nationales garantissant un accès équitable au réseau.

2.6.2. Publication du modèle de contrat RTE-ELD

Plusieurs cycles de négociations entre RTE et les ELD ont abouti à la publication courant 2006 d'une version de modèle de contrat qui n'a pas suscité l'adhésion des gestionnaires de réseaux de distribution. Une nouvelle version du modèle de contrat, élaborée en concertation avec la CRE et recueillant un large consensus des distributeurs, a été publiée en décembre 2006. A ce jour, 15 ELD ainsi qu'ERD ont signé un contrat conforme à ce modèle.

Toutefois, quelques points de désaccord persistant ont été identifiés et rapportés dans un document commun à RTE et aux ELD. Il importe que ces points soient traités courant 2007 afin d'améliorer la sécurité juridique de RTE, des gestionnaires de réseaux de distribution ainsi que celle des utilisateurs des réseaux.

2.6.3. Révision du contrat GRD-fournisseur

En vue de l'ouverture du marché au 1^{er} juillet 2007, il était nécessaire d'adapter les modèles de contrats GRD-fournisseur actuels. Un groupe de travail a été constitué au sein du GTE 2007, réunissant RTE, les distributeurs et les fournisseurs, avec la participation de la CRE. Sa mission était, d'une part, d'identifier les axes d'adaptation de ces modèles, tenant compte des exigences de la loi du 7 décembre 2006 ainsi que de la qualité de consommateur des clients concernés

et, d'autre part, de faire des propositions opérationnelles de modification des contrats.

Pour que l'ouverture du marché des clients domestiques se fasse dans de bonnes conditions, les modèles de contrat GRD-fournisseur des différents distributeurs doivent être élaborés sur un modèle juridique simple et robuste des relations entre fournisseur, gestionnaire de réseaux et client. Le mandat répond à ce besoin. Ces modèles de contrat doivent faciliter la gestion de la clientèle par les fournisseurs et permettre une opposabilité des processus et engagements entre les différentes parties prenantes.

2.6.4. Révision des conventions de raccordement et des conventions d'exploitation

Des modèles de contrats d'accès ont été élaborés et publiés par les gestionnaires de réseaux de distribution afin de permettre l'application des tarifs d'utilisation des réseaux électriques entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2006.

La CRE continue à travailler, notamment avec ERD, sur les autres documents faisant partie du périmètre contractuel de l'accès au réseau : les conventions de raccordement et les conventions d'exploitation, avec pour objectif de les simplifier, de s'assurer de leur cohérence avec les contrats d'accès et de les adapter en fonction du type d'utilisateurs susceptibles de les conclure.

2.7. La tarification des réseaux électriques : vers un mode de régulation plus incitatif ?

Conformément à la directive européenne du 26 juin 2003, les activités de production, commercialisation, transport et distribution d'électricité sont dissociées en France. De par leur caractère de monopole naturel, les activités de gestion des infrastructures de transport et de distribution sont soumises à une régulation tarifaire.

Les tarifs proposés par la CRE visent plusieurs objectifs. En premier lieu, la structure des tarifs doit permettre un accès non discriminatoire des tiers au réseau afin d'introduire une concurrence non faussée entre les différents acteurs du marché. En second lieu, la CRE veille aux intérêts des consommateurs finals

en contrôlant l'évolution du niveau tarifaire tout en assurant une juste rémunération des opérateurs.

Depuis sa création, la CRE a adressé deux propositions tarifaires, entrées en application respectivement le 1^{er} novembre 2002 et le 1^{er} janvier 2006. Dans le cadre des prochaines propositions tarifaires, des progrès complémentaires pourraient être réalisés en incitant explicitement les opérateurs à améliorer le rapport qualité-prix des services rendus aux consommateurs finals. Ceci permettrait de combiner à la fois l'amélioration de la satisfaction des consommateurs finals et l'intérêt des opérateurs.

Lors de leur dernière évolution, les tarifs d'utilisation des réseaux électriques en basse tension ont enregistré une baisse sensible de l'ordre de 8%, au profit des consommateurs. Les tarifs des réseaux à moyenne et haute tension sont restés stables.

Les gains de productivité imposés par la CRE aux gestionnaires de réseaux ont largement contribué à cette évolution. Une autre innovation importante des tarifs entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2006 a été la mise en place d'un compte fiduciaire extra-comptable, le Compte de Régulation des Charges et Produits (CRCP - cf. p. 48). Cet outil permet aux gestionnaires de réseaux de bénéficier d'une couverture contre certains risques liés à l'évolution de facteurs non contrôlables et difficilement prévisibles.

Les quinze premiers mois de l'entrée en vigueur du nouveau tarif ont montré toute l'utilité de cet outil. Les recettes les plus difficiles à prévoir sont les recettes d'enchères du fait de la volatilité des différentiels de prix entre les marchés européens. Le retour d'expérience sur l'année 2006 n'a fait que confirmer l'imprévisibilité de ce type de produits, puisque l'écart entre les recettes prévues et les recettes effectivement réalisées s'élève à 228 M€ pour 2006, tendance qui devrait se poursuivre en 2007. L'apurement de ce solde positif devrait avoir un impact significatif sur l'évolution du niveau des prochains tarifs.

L'objectif de la CRE est de s'orienter à terme vers un mode de régulation tarifaire plus incitatif. À cet effet, plusieurs chantiers ont été ouverts.

Tout d'abord, une meilleure connaissance du profil d'évolution des coûts des gestionnaires de réseaux s'avère nécessaire. C'est dans cette perspective que la CRE a demandé à RTE, dans sa délibération du 21 décembre 2006, une étude sur l'évolution historique des coûts unitaires des investissements.

Par ailleurs, une réflexion a été menée sur l'intérêt et la portée de la mise en place d'une régulation incitative de la qualité.

2.8. Les dispositifs de comptage électrique

Plusieurs grands distributeurs d'électricité dans le monde ont déjà généralisé chez leur clientèle de masse l'installation de systèmes de comptages évolués exploités par télégestion : les parcs concernés comprennent entre plusieurs centaines de milliers et plusieurs millions d'unités (ENEL en Italie, PPL aux États-Unis, Vattenfall en Suède). De nombreux projets sont également en cours de développement (Endesa en Espagne, ACEA en Italie et les distributeurs suédois et californiens, entre autres). La quasi-totalité des fabricants de compteurs électriques proposent des systèmes évolués de télégestion de compteurs et de données de comptage.

Pour évaluer l'opportunité de l'introduction massive du comptage évolué en France, la CRE a, sur la base d'un cahier des charges proposé par le GTE 2007, commandé une étude indépendante dont les résultats lui ont été communiqués en février 2007.

Cette étude montre que, si l'intérêt économique du système de comptage évolué est neutre ou légèrement positif pour le gestionnaire de réseau public de distribution, en revanche, son influence peut être importante sur le coût de la fourniture et de la production d'électricité.

En ce qui concerne la fourniture, des gains résulteraient de l'amélioration de la relation client (suppression de la facturation sur index estimé, diminution du nombre de réclamations et d'appels téléphoniques, possibilité de facturer une partie des pertes non techniques et réduction du taux d'impayés). Ces aspects ont motivé l'évolution législative récente intervenue en Suède.

Concernant la production, l'étude fait apparaître qu'un système de comptage évolué peut contribuer utilement à la maîtrise des pointes de consommation et, par suite, à la réduction du coût moyen de production. Cette caractéristique a joué un rôle déterminant dans les décisions prises récemment en Californie et en Ontario et elle a été l'une des justifications de l'orientation prise par l'Energy Policy Act de 2005 aux USA.

En France, cet aspect a également retenu l'attention du législateur : l'alinéa IV de l'article 4 de la loi du 10 février 2000, issu de la loi du 13 juillet 2005, dispose que « les gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité de mettre en œuvre des dispositifs permettant aux fournisseurs de proposer à leurs clients des prix différents suivant les périodes de l'année ou de la journée et incitant les utilisateurs des réseaux à limiter leur consommation pendant les périodes où la consommation de l'ensemble des consommateurs est la plus élevée ». Ce texte charge la CRE de proposer au gouvernement un décret sur les modalités de son application, notamment en ce qui concerne les modalités de la prise en charge financière du dispositif.

L'étude montre que le consommateur devrait lui aussi tirer directement bénéfice d'un comptage évolué, dans la mesure où celui-ci contribuera à rendre plus simple le changement de fournisseur et, ainsi, à diminuer le prix de la fourniture par une amélioration des conditions de la concurrence. Elle rappelle également que le consommateur peut tirer un avantage

indirect d'un compteur évolué : sa présence ne sera plus requise pour les opérations simples que sont le relevé du compteur et la modification de la puissance souscrite, mais aussi la clôture de son contrat ou la remise en service.

En vue d'atteindre de tels résultats, il est nécessaire de préciser, dès à présent, le cadre dans lequel les gestionnaires de réseaux pourront déployer des systèmes de télégestion des compteurs et des données de comptage. C'est dans ce but que la CRE a, dans sa communication du 6 juin 2007, rappelé que tout projet de déploiement d'un système de comptage évolué devra améliorer les conditions de fonctionnement du marché de l'électricité et permettre aux gestionnaires de réseaux de minimiser leurs coûts. Dans le même document, la CRE a précisé ses orientations pour le comptage électrique basse tension évolué.

Ces éléments serviront de base au projet de décret en Conseil d'État prévu à l'article 4 de la loi du 10 février 2000 que la CRE proposera au gouvernement pour encadrer le déploiement des systèmes de télégestion des compteurs et des données de comptage dans le domaine de la basse tension.

S'agissant du système de comptage envisagé par ERD (cf. p. 120) :

- le projet pilote devra être regardé comme une expérimentation. À ce titre, il sera soumis à une évaluation, à l'issue de laquelle le système pourra être déployé à grande échelle sur la base d'une décision de la CRE ;
- l'expérimentation sera préparée et suivie en concertation entre les gestionnaires de réseaux de distribution, les consommateurs et les fournisseurs dans le cadre du groupe de travail consommateurs (GTC) ;
- un comité de contrôle, présidé par la CRE, sera chargé de vérifier le respect des orientations de sa communication et, à l'issue de l'expérimentation, d'assurer l'évaluation de l'expérimentation.

3. La régulation des réseaux et infrastructures de gaz

3.1. Les infrastructures gazières

Il existe 4 types d'infrastructures gazières en France :

- Les réseaux de transport

Deux transporteurs de gaz opèrent en France : GR-Tgaz, filiale de Gaz de France, et TIGF, filiale de Total. Le réseau de GRTgaz comprend 31 000 km de canalisations et il est divisé en 4 zones d'équilibrage. Le réseau de TIGF comprend 6 000 km de canalisations dans le sud-ouest de la France et n'est constitué que d'une zone d'équilibrage unique.

- Les réseaux de distribution

Les gestionnaires de réseau de distribution (GRD) sont au nombre de 23 : Gaz de France Réseau de distribution, qui détient 96% de la part de marché en terme de quantité de gaz distribuée (soit environ 340 TWh par an) et 22 entreprises locales de distribution (ELD), qui distribuent environ 14 TWh par an, dont 10 TWh distribués par les 2 plus grosses d'entre elles, Gaz de Strasbourg et Régaz (Bordeaux).

- Les terminaux méthaniers

Au 1^{er} juillet 2007, deux terminaux méthaniers sont opérationnels, à Fos Tonkin et à Montoir-de-Bretagne. Ces terminaux appartiennent à Gaz de France et ils sont gérés par la Direction des Grandes Infrastructures (DGI).

Le terminal de Fos Tonkin, mis en service en 1972, a une capacité de regazéification de 7 Gm³/an. Il peut recevoir des navires allant jusqu'à 74 000 m³.

Le terminal de Montoir, mis en service en 1980, offre une capacité de regazéification de 10 Gm³/an. Il peut recevoir des navires allant jusqu'à 200 000 m³.

Un nouveau terminal méthanier est en cours de construction à Fos Cavaou pour une mise en service prévue au 1^{er} semestre 2008. Ce terminal appartient à la Société du Terminal Méthanier de Fos Cavaou (STMFC), dont les actionnaires sont Gaz de France à 69,7% et Total à 30,3%. La capacité de regazéification de ce terminal est de 8,25 Gm³/an, dont 10% sont dédiés aux contrats de court terme pour des expéditeurs tiers.

- Les stockages souterrains

En France, les gestionnaires de stockages souterrains de gaz naturel sont au nombre de deux :

- Gaz de France DGI dispose de 12 sites de stockage sur 6 groupements, qui sont répartis sur toute la France, hors zone Sud-Ouest, et qui représentent une capacité de 106 TWh, soit 79% des capacités de stockage en France ;
- TIGF dispose de 2 sites de stockage dans le Sud-Ouest, qui représentent une capacité de 27 TWh, soit 21% des capacités de stockage en France.

3.2. Le bilan de l'utilisation des infrastructures gazières

Le bilan de l'utilisation de ces infrastructures gazières en 2006 et pour les premiers mois de 2007 permet de dégager les grandes tendances suivantes :

- Le dynamisme du marché gazier

Plusieurs indicateurs illustrent ce dynamisme. Tout d'abord, l'usage du gaz sur le territoire national a progressé. Sur l'ensemble de l'année 2006, 122 communes ont été reliées au réseau de distribution de gaz (mises en gaz), soit une augmentation d'un peu plus de 1% du nombre de communes raccordées, ce qui porte à 25,7% le pourcentage de communes françaises desservies en gaz naturel et à 76% la population concernée.

Le nombre d'expéditeurs sur les réseaux et infrastructures gaziers a également progressé (cf. tableau 2). On observe une diversification géographique des expéditeurs tiers qui, à fin janvier 2007, sont actifs sur 82% des points d'interface transport distribution (PITD). Le nombre d'expéditeurs tiers sur les réseaux des ELD reste toutefois inférieur à celui constaté sur celui de Gaz de France, avec seulement 5 ELD sur 22 qui ont au moins deux expéditeurs actifs.

À l'exception de Taisnières H, les capacités commercialisables aux interconnexions gazières ont été totalement souscrites.

- Un recours croissant au GNL

L'année 2006 a vu une augmentation sensible de l'utilisation des terminaux méthaniers : les quantités déchargées ont augmenté respectivement de 7% sur Fos Tonkin (62 TWh ont été déchargés en 2006 contre 58 TWh en 2005) et de 15% sur Montoir

(98 TWh ont été déchargés en 2006 contre 85 TWh en 2005). Ces chiffres correspondent à un taux d'utilisation des capacités physiques de regazéification des terminaux de 75% pour Fos Tonkin et de 82% pour Montoir. Ces taux sont les plus élevés d'Europe.

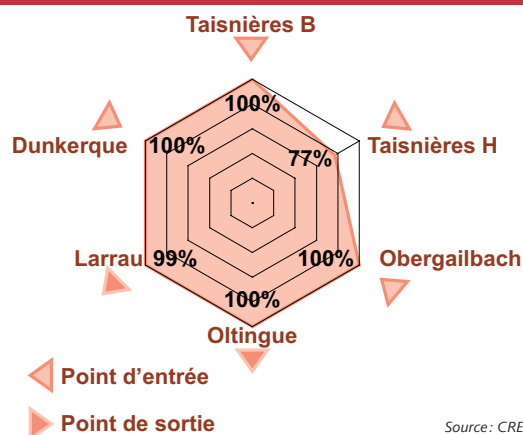
Cette augmentation s'est accompagnée d'un accroissement du nombre d'expéditeurs, puisque 6 expéditeurs ont signé des contrats d'accès aux terminaux méthaniers français, au 1^{er} mai 2007, contre 2 expéditeurs en 2005.

Cinq bateaux d'expéditeurs tiers ont été déchargés sur les deux terminaux français en 2006 contre 1 seul déchargement de tiers en 2005.

- Un remplissage précoce des stockages avant l'hiver

Le nombre d'utilisateurs des stockages français a connu une augmentation significative : 8 fournisseurs ont souscrit des capacités de stockage à TIGF en 2006 et en 2007, contre 6 en 2005 ; 21 fournisseurs ont souscrit des capacités de stockage à Gaz de France DGI en 2007, contre 16 en 2006 et 6 en 2005.

Figure 17 : État des réservations des capacités au 31 janvier 2007, pour le 1^{er} semestre 2007



À la suite de la pénurie de gaz constatée fin d'hiver 2005-2006, qui a été plus rigoureuse que la moyenne, les fournisseurs ont été prudents pour l'hiver 2006-2007 (cf. figure 17). Ils ont rempli très tôt leurs stockages à leur niveau maximal. Toutefois, les températures ont été inhabituellement clémentes et les quantités de gaz en stock sont restées élevées, ce qui a conduit à des prix bas sur les marchés.

3.3. La tarification des réseaux de gaz et des infrastructures gazières

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 le transport et la distribution, la loi du 3 janvier 2003 fixe à 2 mois le délai maximum entre la proposition tarifaire de la CRE et l'approbation ou le refus du Gouvernement.

3.3.1. De nouveaux tarifs pour l'utilisation des réseaux de transport de gaz

De nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel sont entrés en vigueur le 1^{er} janvier 2007. La CRE les a proposés au gouvernement le 10 novembre 2006, après consultation de l'ensemble des acteurs concernés.

Il s'agit des troisièmes tarifs de transport de gaz proposés par la CRE, après ceux :

- de juillet 2003, qui avaient conduit à une baisse de 7% en moyenne des tarifs et qui avaient introduit une tarification « entrée-sortie » sur le réseau principal ;
- d'octobre 2004, caractérisés par une stabilité du niveau des tarifs, le passage de 3 à 2 gestionnaires de réseaux de transport et la réduction de 8 à 5 zones d'équilibrage.

Tableau 2 : Nombre d'expéditeurs sur les réseaux et infrastructures gaziers au 1^{er} avril 2007

	Transport		Stockage		Terminaux		Distribution	
	GRTgaz	TIGF	DGI	TIGF	Fos	Montoir	GDF RD	ELD
Nombre total	27	8	21 *	8	3	5	11	26 **

* Y compris GRTgaz.

** Dont les 22 fournisseurs historiquement détenteurs du monopole de fourniture.

Les tarifs de janvier 2007, exprimés en euros courants, baissent de 2,1% pour GRTgaz (- 5,8% en euros constants) et augmentent de 9,2% pour TIGF (+ 5,2% en euros constants). La hausse du tarif de TIGF est due à l'accroissement des dépenses de sécurité et à la forte augmentation des investissements, en raison principalement du renforcement de l'artère de Guyenne. Compte tenu de la taille relative des deux GRT, le tarif moyen de transport de gaz naturel sur le territoire est globalement en baisse de 1% en euros courants.

A. Le niveau des tarifs de transport de gaz

Les tarifs présentent les caractéristiques suivantes :

- couverture des charges d'exploitation prévisionnelles des GRT ;
- baisse du taux de rémunération des capitaux investis ;
- maintien des incitations à investir en vigueur ;
- introduction d'un mécanisme de correction d'erreurs.

Ces caractéristiques sont développées page 48.

B. La structure des tarifs de transport de gaz

La structure d'ensemble des tarifs à 5 zones d'équilibrage est conservée, ainsi que les principes de tarification « entrée-sortie » sur le réseau principal et « à la distance » sur le réseau régional. Les principales évolutions, sur la base notamment du retour d'expérience sur les tarifs précédents et de la consultation des acteurs du marché menée par la CRE, ont pour objectif de préparer les échéances à venir sur le marché français du gaz naturel :

- Baisse des termes de liaison entre les zones d'équilibrage

GRTgaz a engagé les investissements permettant la création d'une grande zone d'équilibrage Nord en France en 2009, par la fusion des zones Nord, Est et Ouest actuelles. Dans cette perspective, les termes de liaison qui disparaîtront à cette échéance ont été réduits de 30%. De même, les termes de sortie de GRTgaz vers TIGF ont été réduits de 30%, de façon à favoriser les mouvements de gaz entre les deux réseaux.

- Péréquation des termes de sortie du réseau principal

Le terme de sortie du réseau principal sera uniformément établi à environ 30 c€/MWh, tandis qu'il s'échelonnait précédemment de 4 c€/MWh à 60 c€/MWh en 2007.

Cette péréquation ne s'appliquera qu'à compter du 1^{er} janvier 2008, pour laisser le temps aux acteurs de marché de s'adapter à cette évolution. Elle prend en compte la structure fortement maillée du réseau principal et rend la structure des tarifs de transport cohérente avec celle des tarifs de vente réglementés.

- Définition d'un tarif spécifique pour les très gros consommateurs

Une offre spécifique est créée pour les très gros consommateurs de gaz situés à proximité des points d'entrée de gaz sur le territoire. En pratique, cette offre concerne principalement les centrales électriques à gaz.

Les termes d'entrée et de sortie du réseau principal sont réduits de moitié sous réserve que les consommateurs concernés acceptent d'être interrompus dans certaines situations particulières (pointe de froid et absence de gaz au point d'entrée concerné). Cette clause permet au transporteur d'éviter les investissements lourds qui seraient nécessaires si ces sites devaient être alimentés en toutes conditions.

- Baisse du prix de la conversion de gaz H en gaz B

Les expéditeurs nouveaux entrants ne disposent pas de gaz B (gaz à bas pouvoir calorifique). Pour desservir le nord de la France, alimenté en gaz B, ils doivent souscrire le service de conversion proposé par GRTgaz. La baisse de moitié du prix de la conversion du gaz H en gaz B permettra une meilleure concurrence dans cette zone, qui représente environ 10% de la consommation française.

C. Les perspectives pour les prochains tarifs d'utilisation des réseaux de transport

En raison de la fusion des zones d'équilibrage Nord, Est et Ouest du réseau de GRTgaz prévue au 1^{er} janvier 2009, les tarifs de transport devront être révisés à cette échéance.

La CRE a lancé au premier semestre 2007 les travaux relatifs aux prochains tarifs de transport, qui verront une évolution en profondeur de la structure tarifaire :

- Émergence de deux hubs gaziers en France

La fusion des zones d'équilibrage Nord, Est et Ouest en une seule zone Nord, induira de profondes modi-

fications sur la structure du tarif de transport. Cette fusion annoncée par la CRE depuis 2004 et anticipée par les acteurs du marché, devrait conduire à une meilleure stabilité des tarifs après 2009.

En parallèle, dans sa communication du 21 mars 2007, la CRE a demandé à TIGF et à GRTgaz de constituer un groupe de travail pour préparer l'amélioration du fonctionnement de l'acheminement dans le Sud de la France à partir de 2009. Le groupe de travail a présenté le 31 mai à la CRE ses propositions et analyses.

• Tarification pluriannuelle et incitative

La stabilisation de la structure tarifaire en France à compter du 1^{er} janvier 2009 ainsi qu'une connaissance de plus en plus précise des coûts des deux opérateurs devraient permettre un allongement de la durée de la période de validité des tarifs de transport.

Par ailleurs, la CRE envisage l'adaptation du cadre tarifaire de façon à introduire un mode de tarification dit incitatif.

L'année 2007 sera consacrée à la définition des grands axes de la future structure en concertation avec les opérateurs et acteurs de marché.

L'année 2008 permettra de préciser un mode tarifaire plus incitatif comprenant des objectifs de productivité assignés aux opérateurs. À ce titre, une réflexion sera menée sur l'intérêt et la portée de la mise en place de ce type de mode de régulation.

3.3.2. Perspectives pour les prochains tarifs d'utilisation des terminaux méthaniers

Le 31 octobre 2005, la CRE a proposé au gouvernement une nouvelle tarification de l'utilisation des terminaux méthaniers. Ce tarif est officiellement entré en vigueur le 1^{er} janvier 2006.

Ce tarif propose 2 services d'émission :

- un service continu pour les expéditeurs déchargeant au moins une cargaison par mois ;
- un service bandeau pour les expéditeurs déchargeant au plus une cargaison par mois.

En outre, un tarif spécifique *spot* pour les expéditeurs souscrivant au dernier moment (à partir du 20 du mois M-1 pour un déchargement le mois M) a été introduit.

Ce tarif favorise l'arrivée de nouveaux expéditeurs sur les terminaux méthaniers français, grâce à l'introduction de dispositions relatives au fonctionnement des terminaux lorsque plusieurs expéditeurs sont présents simultanément et grâce à la baisse d'environ 20% du tarif pour les cargaisons isolées. 5 cargaisons isolées d'expéditeurs tiers ont été déchargées en 2006 contre 1 en 2005.

Un nouveau tarif pour les terminaux de Fos Tonkin et Montoir est prévu à la mise en service commerciale du terminal de Fos Cavaou (1^{er} semestre 2008). Dans sa proposition tarifaire, outre les services et le niveau, la CRE :

- prendra en compte les évolutions envisagées (extension du terminal de Montoir, baisse des souscriptions constatées à Fos Tonkin) ;
- étudiera le passage à une tarification pluriannuelle et incitative ;
- améliorera les règles de « *Use it or lose it* » (UIOLI).

La CRE prépare également, pour la même échéance, une proposition tarifaire pour le terminal méthanier de Fos Cavaou, qui sera établi de façon cohérente avec le tarif des terminaux existants.

3.3.3. Perspectives pour les prochains tarifs d'utilisation des réseaux de distribution

Les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution actuellement en vigueur ont été proposés par la CRE le 26 octobre 2005 et ils sont entrés en application le 1^{er} janvier 2006. Ces tarifs sont caractérisés par une stabilité de la structure par rapport à celles des tarifs précédents proposés par la CRE et par une réduction de l'écart entre les tarifs des ELD et celui de Gaz de France Réseau de Distribution.

L'ouverture totale du marché de la fourniture de gaz naturel à la concurrence, le 1^{er} juillet 2007, ainsi que la séparation juridique des GRD, engendrent des incertitudes sur l'évolution des charges des GRD. Pour cette raison, ces tarifs avaient été conçus pour s'appliquer à partir du 1^{er} janvier 2006 pour environ deux ans.

La CRE travaille actuellement avec l'ensemble des GRD et les autres acteurs de marché à la définition de nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux de distribution.

Compte tenu de la stabilité de la structure des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution, la CRE étudie la possibilité d'une tarification pluriannuelle in-

citative. Ce type de tarification nécessite de clarifier préalablement les 2 points suivants :

- l'impact de la filialisation des GRD et de la restructuration des activités de distribution de gaz sur le périmètre d'activité et sur les charges des GRD ;
- la prise en compte de la qualité de service. En effet, il convient de s'assurer que les efforts de productivité demandés aux GRD ne conduisent pas à une dégradation de la qualité de service.

3.4. L'accès aux stockages souterrains de gaz naturel

3.4.1. Les conditions d'accès aux stockages souterrains de gaz naturel

La directive européenne du 26 juin 2003 a laissé le choix aux États membres entre un accès régulé et un accès négocié pour les stockages souterrains. Le législateur français, par la loi du 9 août 2004, a choisi l'accès négocié.

La loi du 3 janvier 2003, modifiée par la loi du 9 août 2004, transpose les dispositions relatives à l'accès aux installations de stockage prévues par la directive européenne du 26 juin 2003. Elle impose à tous les fournisseurs actifs sur le marché français de posséder du gaz en stock avant l'hiver dans des proportions définies par le décret du 21 août 2006. La loi prévoit également le transfert des capacités de stockage au nouveau fournisseur en cas de changement de fournisseur par un client. Les modalités de ce transfert sont définies par le décret du 21 août 2006.

L'arrêté du 7 février 2007 relatif aux profils et aux droits unitaires de stockage a complété le dispositif réglementaire de l'accès des tiers aux stockages.

En outre, une règle garantissant à tous les fournisseurs la cession du gaz stocké à un prix reflétant le coût de constitution du stock a été introduite, à la suite du règlement de différend traité par la CRE et qui opposait Altergaz à Gaz de France. Elle est maintenant définitive puisque la Cour d'appel de Paris a confirmé la décision de la CRE, par un arrêt du 23 janvier 2007.

L'ensemble de ce dispositif permet de s'assurer que tout fournisseur développant un portefeuille de

consommateurs finals en France dispose des capacités de stockage qui lui sont nécessaires.

3.4.2. Les tarifs d'utilisation des stockages souterrains de gaz naturel

Les opérateurs de stockages souterrains de gaz naturel ont publié sur leur site, en janvier 2007 pour TIGF et février 2007 pour Gaz de France DGI, leurs nouvelles offres de stockage pour l'année gazière 2007/2008.

Le tarif proposé par TIGF a augmenté de 6% en moyenne (il avait augmenté de 10% en avril 2006), celui de Gaz de France DGI a connu une augmentation d'environ 9% (il avait augmenté de 6% en avril 2006).

La CRE n'a pas de compétence sur ces tarifs. Toutefois, elle constate que ces hausses tarifaires n'ont pas été justifiées par les opérateurs et s'inquiète de l'absence de perspective sur l'évolution des prix d'accès aux stockages pour les années à venir.

3.5. La coordination entre opérateurs d'infrastructures gazières

Pour garantir la non-discrimination dans l'accès aux infrastructures, les différents segments (transport, distribution, stockage souterrain et terminaux méthaniers) de la chaîne gazière française sont désormais gérés séparément et indépendamment. En 2006, un travail important a été mené dans le cadre du groupe de travail Gaz (GTG 2007) pour redéfinir et clarifier les règles aux interfaces entre opérateurs d'infrastructures et améliorer la compatibilité des systèmes d'information.

Les tarifs pour l'utilisation des réseaux de transport de gaz, entrés en vigueur au 1^{er} janvier 2007, facilitent la coordination entre les opérateurs d'infrastructures de gaz naturel. Les expéditeurs peuvent ainsi utiliser, dans des conditions optimales, l'ensemble de ces infrastructures.

3.5.1. Mise en place d'un système de souscriptions normalisées des capacités de transport vers les réseaux de distribution

Dans le contexte d'un marché totalement ouvert, ce système impose à chaque expéditeur de souscrire les

capacités de transport nécessaires pour alimenter ses clients sur les réseaux de distribution en cas de pointe de froid. Il consiste en une attribution automatique, par les gestionnaires des réseaux de transport, des capacités de livraison aux PITD à chaque expéditeur, en fonction de son portefeuille de clients alimentés en aval des PITD. Son fonctionnement détaillé est décrit dans le document « Système de souscriptions normalisées des capacités de transport aux PITD » publié sur le site Internet www.gtg2007.com

3.5.2. Optimisation de l'interface entre les réseaux de transport et les terminaux méthaniers

Les règles tarifaires aux points d'interface entre les réseaux de transport et les terminaux méthaniers ont été adaptées. Elles garantissent à tout expéditeur la disponibilité des capacités de transport correspondant aux capacités de regazéification qu'il détient sur un terminal méthanier, dans la limite des capacités du réseau.

3.5.3. Optimisation de l'interface entre les réseaux de transport et les stockages souterrains de gaz naturel

Les règles tarifaires aux points d'interface entre les réseaux de transport et les stockages souterrains de gaz naturel ont été adaptées. Elles garantissent à tout expéditeur la disponibilité des capacités de transport correspondant aux capacités d'injection et de soutirage qu'il détient sur un groupement de stockage, dans la limite des capacités du réseau.

3.5.4. Harmonisation du fonctionnement aux interconnexions entre GRTgaz et TIGF

Les règles tarifaires applicables aux réseaux de transport de GRTgaz et de TIGF ont été harmonisées pour faciliter les mouvements de gaz entre les deux réseaux : commercialisation des mêmes types de capacités et meilleure coordination de part et d'autre des interconnexions entre les deux réseaux de transport (publication selon un format unique des données relatives aux capacités, définition coordonnée des programmes de travaux).

La CRE poursuit en 2007 le travail d'amélioration de la coordination entre opérateurs d'infrastructures gazières. La loi du 7 décembre 2006 prévoit que la CRE précise, en tant que de besoin, les règles d'uti-

lisation des réseaux et infrastructures régulées et les missions des gestionnaires d'infrastructures gazières.

3.6. Le mécanisme d'équilibrage

3.6.1. Le contexte

L'équilibrage physique des réseaux de transport de gaz est un élément important du bon fonctionnement du marché et de la sécurité d'approvisionnement des consommateurs finals.

Pour assurer le bon équilibre global du réseau, chaque expéditeur est soumis à une obligation d'équilibrage de ses injections de gaz sur le réseau (importations, production, achats aux points d'échange de gaz (PEG)) et de ses soutirages (consommation de son portefeuille de clients, exportations, ventes aux PEG).

L'équilibrage physique des réseaux de transport est réalisé par un recours des GRT aux stockages souterrains (dans le cadre d'une prestation de service entre GRT et opérateurs de stockage), alors que les déséquilibres des expéditeurs leur sont facturés sur la base du prix du gaz sur le hub de Zeebrugge.

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

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

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

Cette délibération a également établi que les évolutions des règles d'équilibrage sont fixées par délibération de la CRE sur proposition des GRT.

3.6.2. Les règles d'équilibrage sur le réseau de GRTgaz

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

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

Après avoir procédé à l'audition d'expéditeurs, la CRE a approuvé, dans sa délibération du 7 décembre 2006, les nouvelles règles d'équilibrage proposées par GRTgaz, et demandé à GRTgaz de poursuivre la concertation avec les acteurs de marché, en effectuant des retours d'expériences réguliers sur la mise en œuvre des nouvelles règles d'équilibrage et en proposant, le cas échéant, les adaptations nécessaires.

Toutefois, à la suite de difficultés informatiques, GRTgaz a décalé la mise en œuvre de ces échéances : la première étape a démarré le 12 avril 2007, et les deuxième et troisième étapes débiteront respectivement les 1^{er} juillet 2007 et 1^{er} septembre 2007.

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

3.6.3. Les règles d'équilibrage sur le réseau de TIGF

Le 7 décembre 2006, la CRE a renouvelé à TIGF sa demande d'organiser une concertation sur l'équilibrage avec les utilisateurs de son réseau.

À la suite de cette concertation, qui a débuté début 2007, TIGF a proposé de prolonger provisoirement le fonctionnement actuel de l'équilibrage, par lequel les expéditeurs ont recours au stockage pour équilibrer leurs injections et soutirages, et s'est engagé à améliorer le mécanisme de gestion des écarts d'allocation.

3.7. Le développement des infrastructures gazières

3.7.1. Les nouveaux projets de terminaux méthaniens et les extensions envisagées

Le développement du GNL a conduit au lancement de nombreux projets pour la construction de terminaux méthaniens dans le monde (cf. tableau 3).

Tableau 3 : Projets de terminaux méthaniens annoncés en France en 2006

Porteur projet	Site	Capacité	Mise en service
4Gas (Groupe Carlyle)	Le Verdon (Port Autonome de Bordeaux)	6 à 9 Gm ³ /an	2011-2012
EDF	Port Autonome de Dunkerque	6 Gm ³ /an	2011-2012
Endesa	Le Verdon (Port Autonome de Bordeaux)	6 Gm ³ /an	2011-2012
Gaz de Normandie (66,66% Poweo / 33,34% CIM)	Antifer (Port Autonome du Havre)	9 Gm ³ /an	2011-2012
Shell	Fos-sur-Mer (Port Autonome de Marseille)	8 Gm ³ /an	2015

Source : CRE

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

- la mise en service d'un regazéifieur, qui permettrait de porter la capacité du terminal de 10 Gm³/an à 12,5 Gm³/an, en 2011 ;
- la construction d'un quatrième réservoir, qui permettrait de porter la capacité du terminal à 16,5 Gm³/an, en 2014.

Le choix du scénario sera fait en fonction de la réponse du marché, à l'issue de la procédure « *d'open season* », pour laquelle Gaz de France a lancé un appel à souscription le 27 décembre 2006.

Les décisions qui seront prises pour l'ensemble de ces projets influenceront fortement le fonctionnement et l'organisation du marché gazier français.

La CRE travaille sur les principes à mettre en place pour favoriser la réalisation des investissements nécessaires pour répondre aux besoins du marché.

3.7.2. Les interconnexions

A. Obergailbach

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

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

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

B. L'open season Fluxys / GRTgaz

Le point d'entrée Taisnières est relié à deux gazoducs situés en Belgique et permet l'importation de gaz provenant de Norvège et des Pays-Bas. L'analyse des souscriptions et des flux en ce point met en évidence des difficultés d'accès pour les nouveaux entrants, alors que l'infrastructure n'est pas réservée à sa pleine capacité du côté français (cf. encadré 18).

En conséquence, les transporteurs Fluxys et GRTgaz se sont engagés à trouver des solutions permettant de lever les difficultés constatées. Des premières mesures ont été présentées lors d'un atelier de travail « interconnexions gazières », qui s'est tenu à la CRE le 11 mai 2007 dans

Encadré 18: Open season

La sécurité des approvisionnements et la création d'un marché concurrentiel nécessitent le développement de capacités sur les infrastructures gazières correspondant aux besoins des opérateurs et allouées de façon non-discriminatoire. Une *open season* est un appel à souscriptions transparent qui permet d'atteindre ces deux objectifs.

Lors du 11^e Forum de Madrid, qui s'est tenu les 20 et 21 février 2007, la Commission européenne avait souligné la nécessité d'une étude sur le rôle que pouvaient jouer les *open seasons* en Europe. L'ERGEG avait alors proposé de conduire cette étude et avait constitué un groupe de travail, que la CRE a présidé en collaboration avec le régulateur autrichien (E-Control). L'investissement de la CRE dans ce groupe de travail s'imposait, en particulier en raison de plusieurs projets d'*open seasons* prévues en 2007, en France et à ses frontières.

Après avoir considéré les principales *open seasons* organisées en Europe et en Amérique du Nord au cours des dernières années, la CRE et son homologue autrichien ont proposé un code de bonnes pratiques, soumis à consultation publique en décembre 2006, puis présenté aux parties prenantes lors d'un atelier en mars 2007.

Le code de bonnes pratiques a été approuvé par l'Assemblée Générale de l'ERGEG le 10 mai 2007. Il sera ensuite transmis à la Commission européenne, qui pourrait s'en servir dans le cadre de la préparation de son troisième paquet législatif (cf. p. 32).

le cadre des initiatives régionales de l'ERGEG.

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

De plus, un service de « transit interruptible » sera proposé au cours du deuxième semestre 2007 par Fluxys de façon à permettre aux expéditeurs de pouvoir acheminer du gaz de la Belgique vers la France.

C. Les interconnexions franco-espagnoles

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

Ce plan indicatif, qui suppose la réalisation des phases 2 et 3 de l'artère de Guyenne, et le renforcement du point d'interconnexion Larrau, permettra des importations physiques de gaz d'Espagne vers la France à hauteur d'environ 3 Gm³ en 2010 et 5 Gm³ en 2011.

En parallèle avec le développement, les transporteurs travailleront avec les régulateurs concernés afin de concevoir les modalités d'attribution, transparentes et non discriminatoires, des capacités ainsi créées.

3.7.3. Le programme d'investissement des transporteurs de gaz

La réalisation des investissements indispensables pour raccorder de nouveaux points d'entrée et éliminer les congestions sur le territoire français est, depuis plusieurs années, un objectif prioritaire de la CRE.

Le plan indicatif pluriannuel des investissements (PIP) dans le secteur du gaz, publié par le gouvernement le 5 mars 2007, prévoit une augmentation annuelle de 2,1% de la consommation nationale de gaz naturel au cours des dix prochaines années. Cette croissance résultera, principalement, de la mise en service sur le territoire de centrales électriques au gaz. Les infrastructures gazières doivent être développées en conséquence, afin d'assurer la sécurité de fourniture aux clients finals et de rendre possible la mise en concurrence des différentes sources d'approvisionnement extérieures.

A. L'extension des pouvoirs de la CRE à l'approbation des investissements des GRT

Les programmes d'investissement des GRT doivent répondre aux obligations réglementaires qui sont les leurs (continuité de fourniture, normes de sécurité des installations de transport, normes environnementales) ainsi qu'à la satisfaction, au moindre coût, des demandes des expéditeurs de gaz.

La loi du 7 décembre 2006 a étendu au secteur du gaz le pouvoir d'approuver les programmes d'investissement des transporteurs, dont dispose déjà la CRE depuis la loi du 10 février 2000 pour le réseau de transport d'électricité.

Il convient de signaler également que l'article 6 de la loi de 3 janvier 2003 permet à la CRE de mettre en demeure un GRT de réaliser les améliorations nécessaires sur son réseau « si elles se justifient économiquement ou si un client potentiel indique qu'il s'engage à les prendre en charge ».

B. Un cadre tarifaire favorable aux investissements des GRT

Dès le premier tarif de transport qu'elle a proposé en juillet 2003, la CRE a mis en place un cadre tarifaire favorable aux investissements, qui a permis le lancement des projets nécessaires à l'amélioration du fonc-

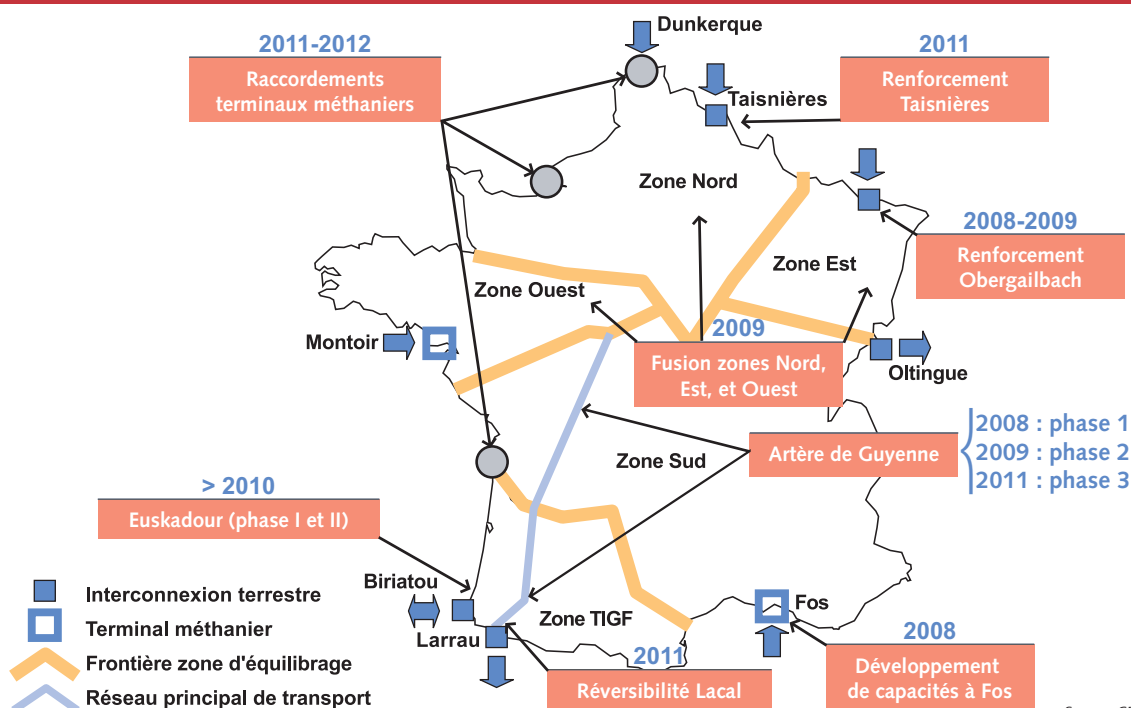
tionnement du marché français du gaz : première phase de la canalisation Euskadour et renforcement de l'artère de Guyenne dans le sud-ouest, raccordement du terminal méthanier de Fos Cavaou, accroissement des capacités d'entrée à Obergailbach et suppression des congestions dans le nord de la France (cf. figure 18).

Ce dispositif d'incitation à l'investissement a été reconduit pour les tarifs de transport en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2007. Le taux de rémunération de base des investissements a été établi à 7,25% réel avant impôts. Une prime systématique de 125 points de base est attribuée aux nouveaux investissements réalisés dans le réseau de transport, après 2004. Une bonification additionnelle de 300 points de base est appliquée, par délibération de la CRE, pendant 5 ou 10 ans, pour des investissements améliorant le fonctionnement du marché.

En outre, les tarifs de transport en vigueur depuis le 1^{er} janvier 2007 intègrent deux évolutions, qui améliorent la prise en compte des investissements des GRT :

- la couverture intégrale des charges de capital associées aux investissements futurs des GRT à travers le mécanisme de CRCP ;
- la prise en compte de la rémunération des immobilisations en cours pour le calcul des charges de capital.

Figure 18 : Investissements prioritaires identifiés dans le 1^{er} plan indicatif pluriannuel des investissements (PIP) de gaz publié en mars 2007



C. Un taux de rémunération majoré pour la décongestion du réseau de transport de gaz dans le nord de la France

La CRE a été saisie, le 12 décembre 2006, d'une demande de GRTgaz de bénéficier, pendant 10 ans, d'un taux de rémunération majoré pour le projet de développement des capacités d'entrée à Obergailbach pour un montant de 152,4 M€, ainsi que pour le projet de décongestion de la zone Nord de la France, pour un montant de 318,2 M€.

Dans sa délibération du 8 février 2007, la CRE a indiqué que la majoration du taux de rémunération doit être conçue comme une incitation pour les GRT à réaliser des investissements qu'ils ne sont pas tenus d'entreprendre dans le cadre normal de leur activité de gestion des réseaux. Son application est réservée aux projets dont la réalisation est jugée nécessaire pour permettre ou susciter, à terme, une meilleure concurrence sur le marché français, mais pour lesquels il n'existe pas, au moment de l'étude, de demande d'acheminement suffisamment certaine, durable et quantifiable par des signaux de marché (cf. figure 19). En outre, son attribution ne saurait avoir un caractère automatique et doit faire l'objet d'un examen au cas par cas, au regard des critères exprimés ci-dessus.

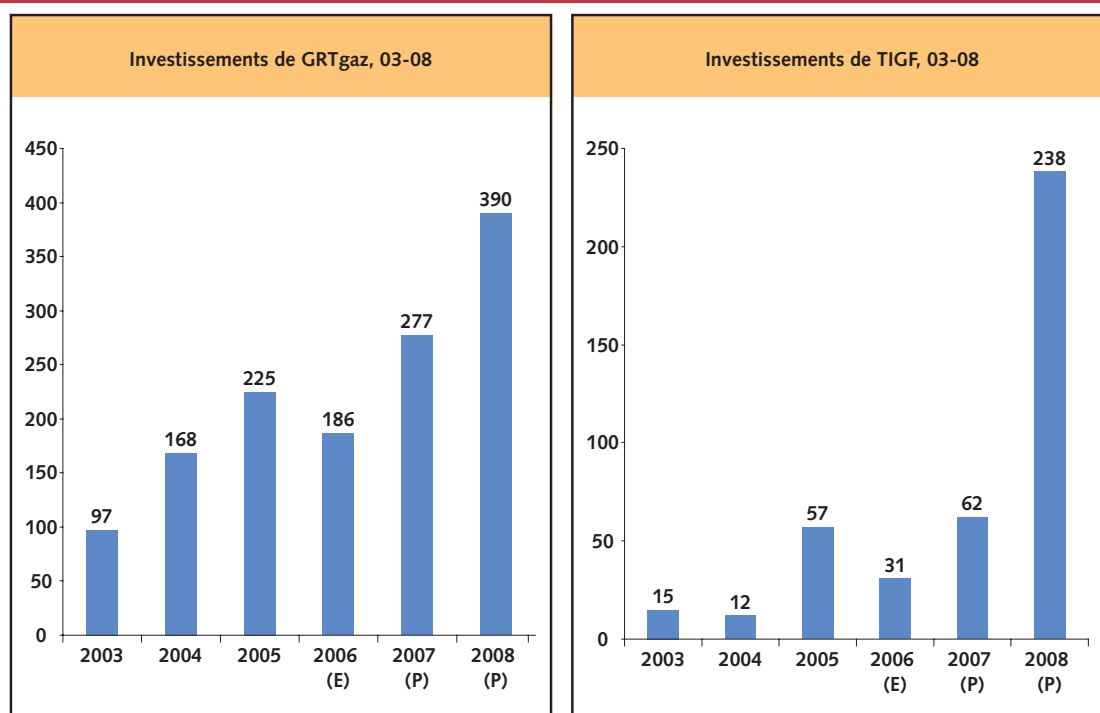
Dans ce cadre, la CRE a décidé d'accorder un taux de rémunération majoré de 300 points de base pendant une période de 10 ans au programme d'investissements de GRTgaz pour la décongestion du réseau de transport de gaz dans le nord de la France, pour un montant de 280 M€. Ce programme permet la création de la zone unique d'équilibrage Nord à compter du 1^{er} janvier 2009.

Les fournisseurs amenant du gaz naturel liquéfié dans l'ouest, du gaz dans le nord (gaz norvégien et hollandais principalement) et dans l'est (gaz russe) de la France pourront ainsi desservir librement une zone de consommation d'environ 350 TWh par an. Cette concurrence accrue entre les différentes sources de gaz facilitera l'émergence d'une place de marché de grande ampleur au sein de la future zone Nord.

Les consommateurs finals auront ainsi accès à des offres plus concurrentielles de la part de fournisseurs plus nombreux.

En revanche, la CRE a décidé de ne pas accorder de taux de rémunération majoré pour les investissements de renforcement des capacités d'entrée à Obergailbach. Ces investissements, qui permettront l'ajustement des capacités d'entrée en France aux capacités de sortie développées côté allemand, entrent dans les activités normales du transporteur et seront rémunérés comme les autres investissements de GRTgaz.

Figure 19: Le cadre tarifaire incitatif permet la réalisation effective d'investissements



(E) Estimé

(P) Prévisionnel

Source : CRE

II. Les marchés

1. L'évolution du contexte législatif et réglementaire des marchés de l'électricité et du gaz naturel

Outre la possibilité de privatiser Gaz de France, la loi du 7 décembre 2006 met en conformité le cadre législatif français avec les directives européennes de juin 2003 en prévision de l'ouverture du marché aux consommateurs particuliers, instaure des mesures tarifaires et octroie de nouvelles missions à la CRE.

Cette mise en conformité s'effectue au travers de trois principales évolutions :

- la loi dispose que tous les consommateurs d'électricité et de gaz naturel seront éligibles à compter du 1^{er} juillet 2007 ;
- elle instaure des mesures de protection des consommateurs, conformément aux annexes A des directives. À cet effet, la loi précise :
 - le contenu de l'information précontractuelle et contractuelle que le fournisseur doit mettre à disposition des consommateurs,
 - encadre la date d'effet d'une résiliation à l'initiative du client et les frais qu'il encourt,
 - instaure un préavis minimum en cas de modification des conditions contractuelles,
 - oblige les fournisseurs à proposer au client un contrat unique, qui reproduit en annexe les clauses régissant la relation entre fournisseur et distributeur.

Toutes ces dispositions sont applicables aux clients résidentiels et, pour la quasi-totalité d'entre elles, également aux petits clients professionnels (souscrivant une puissance électrique égale ou inférieure à 36 kVA et consommant moins de 30 000 kWh de gaz naturel par an).

- la loi 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. Le médiateur peut être saisi de litiges nés de l'exécution de contrats conclus par les fournisseurs avec les clients résidentiels et les « petits clients professionnels ».

Sur le plan tarifaire, la loi institue le tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM – cf. encadré 19) et le tarif spécial de solidarité gaz. Elle définit aussi les conditions d'application des tarifs réglementés de vente à compter du 1^{er} juillet 2007 (cf. encadré 20).

Un client titulaire d'une offre de marché peut bénéficier du TaRTAM pour le ou les sites pour lesquels il en fait la demande à son fournisseur avant le 1^{er} juillet 2007. Le TaRTAM ne peut être supérieur de plus de 25% au tarif réglementé de vente hors taxes applicable à un site de consommation présentant les mêmes caractéristiques. Ce tarif est applicable pour une durée maximale de 2 ans à compter de la demande. Il a été fixé par arrêté du ministre chargé de l'énergie le 3 janvier 2007.

Les clients résidentiels ayant droit à la tarification spéciale « produit de première nécessité » en électricité bénéficient également, à leur demande, d'un tarif spécial de solidarité applicable à la fourniture de gaz naturel

Encadré 19: Le tarif transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM)

La loi du 7 décembre 2006 a instauré un tarif transitoire du marché. Un client titulaire d'une offre de marché peut bénéficier du TaRTAM pour le ou les sites pour lesquels il en fait la demande à son fournisseur avant le 1^{er} juillet 2007. Ce tarif est applicable pour une durée maximale de 2 ans à compter de la demande. Il a été fixé par arrêté du ministre chargé de l'énergie le 3 janvier 2007. Son niveau est égal à celui du tarif réglementé de vente hors taxes augmenté de 23% pour les tarifs verts, 20% pour les tarifs jaunes et 10% pour les tarifs bleus.

La comparaison de la part fourniture du TaRTAM avec les prix à terme pour 2007 et 2008, sur lesquels sont basées les offres de marché pour les moyens et grands sites explique que la grande majorité de ces sites antérieurement en offres de marché recoure au TaRTAM. Le TaRTAM a entraîné une baisse des changements de fournisseur sur ces segments.

Les fournisseurs alternatifs ont arrêté de recruter de nouveaux clients, de peur que ceux-ci demandent par la suite le TaRTAM : ils estimaient ne pas avoir la garantie d'être intégralement compensés de la différence entre le prix de vente prévu au contrat et le niveau de la part fourniture du TaRTAM.

Les charges dues à la mise en œuvre de ce tarif supportées par les fournisseurs sont financées par la CSPE à hauteur de 0,55 €/MWh maximum et par une contribution due par les producteurs nucléaires et hydrauliques dont la puissance des installations dépasse 2 000 MW, soit EDF et CNR, pour un montant maximum de 1,3 €/MWh.

La CRE devra proposer annuellement au ministre chargé de l'énergie les charges dues au TaRTAM, sur la base d'une comptabilité appropriée dont elle aura défini les règles, ainsi que la contribution unitaire associée.

Le décret du 4 mai 2007 relatif à la compensation des fournisseurs prévoit que ceux-ci sont compensés chaque trimestre sur la base de leur déclaration de charges estimées sur le trimestre considéré. L'écart entre les charges constatées une année *n* et la compensation reçue est intégré aux charges de l'année *n+2* s'il est positif. S'il est négatif, le fournisseur doit rembourser le trop perçu avant le 31 mars de l'année *n+2*.

Encadré 20 : Conditions d'application des tarifs réglementés de vente

- Il existe des offres réglementées pour tous les clients, résidentiels et non résidentiels, en gaz et en électricité.
- Tout client disposant d'une offre réglementée sur un site peut la conserver sur ce site.
- Tout client disposant d'une offre de marché sur un site ne peut plus disposer d'une offre réglementée sur ce site (principe de non-réversibilité).
- Tout client emménageant dans un site antérieurement occupé peut disposer d'une offre réglementée si le dernier occupant de ce site disposait d'une offre réglementée.
- Tout client emménageant dans un site nouvellement créé (bâtiment neuf) :
 - peut demander, si le site est raccordé au réseau avant le 1^{er} juillet 2010, à disposer d'une offre réglementée en électricité ;
 - ne peut pas disposer d'une offre réglementée en gaz.

et aux services qui lui sont liés. Un décret en Conseil d'État précisera les conditions d'application de ce tarif.

La loi étend les missions de la CRE en lui confiant la mission de concourir « au bénéfice des consommateurs finals, au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel ». Elle lui confère une compétence immédiate en matière de surveillance des marchés de gros du gaz naturel et de l'électricité. Cette nouvelle mission permettra à la CRE de surveiller les transactions effectuées sur les marchés de gros, organisés ou bilatéraux, ainsi que les mécanismes de formation des prix sur ces marchés.

Les nouvelles mesures tarifaires engendrent de nouvelles missions pour la CRE : en matière de tarif de solidarité gaz, elle donnera son avis sur le tarif et proposera chaque année au ministre chargé de l'énergie les charges résultantes ainsi que la contribution unitaire associée. Pour ce qui concerne le TaRTAM, la CRE proposera au ministre chargé de l'énergie les charges liées à ce tarif, sur la base d'une comptabi-

lité appropriée dont elle aura défini les règles, et la contribution unitaire associée due par les producteurs exploitant des installations nucléaires et hydrauliques dont la puissance des installations dépasse 2 000 MW.

2. Les marchés de l'électricité

2.1. Le marché français : chaîne de valeur et bilan physique

2.1.1. Les activités de production, de négoce et de fourniture sont ouvertes à la concurrence

La chaîne de valeur commerciale de l'électricité (cf. figure 20) se décompose en quatre étapes : production, négoce, transport / distribution, fourniture aux clients finals.

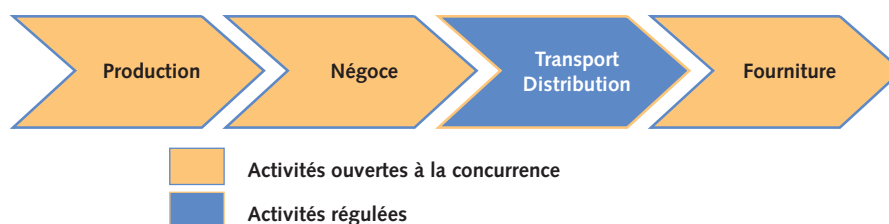
La production d'électricité est ouverte à la concurrence depuis l'entrée en vigueur de la loi du 10 février 2000. Toute entreprise a la possibilité de produire de l'électricité en France, pour :

- la vendre sur les marchés de gros ou de détail ;
- la consommer, totalement ou en partie, pour ses propres besoins ;
- la vendre à EDF ou aux ELD dans le cadre du dispositif d'obligation d'achat ;
- l'exporter.

La production d'électricité en France est dominée par EDF, qui dispose de 85% des capacités de production. Quatre autres producteurs exploitent des installations de grande puissance. Ils représentent au total 6% de la capacité installée. Les 9% restants sont constitués d'unités de production de petite taille, exploitées par :

- un grand nombre de producteurs indépendants, qui vendent, pour la plupart, leur production à EDF dans le cadre d'obligations d'achat ;
- des industriels, qui consomment leur production.

Figure 20 : La chaîne de valeur commerciale de l'électricité



Source : CRE

Le négoce (ou *trading*) consiste en l'échange de grands volumes d'électricité sur le marché de gros. Une soixantaine d'opérateurs sont actifs sur le marché de gros français. On peut distinguer trois types d'acteurs :

- les cinq principaux producteurs ; ces producteurs ont des clients finals ; ils utilisent le marché de gros pour revendre tout ou partie de leur production, ou acheter un complément à leur production pour l'approvisionnement de leurs clients finals ;
- les fournisseurs non producteurs ; ils interviennent sur le marché pour couvrir la consommation de leurs clients finals ; une dizaine de fournisseurs non producteurs sont actifs sur le marché de gros français ;
- les négociants (ou *traders*), qui n'ont pas d'outils de production ni de clients finals ; ils achètent et revendent de l'énergie pour profiter d'opportunités liées au niveau des prix en France et en Europe ; une quarantaine de *traders* sont actifs sur le marché de gros français.

Les producteurs ainsi que certains fournisseurs sans production ont développé une activité de *trading*. Cette activité est généralement gérée de manière indépendante des activités de production et de fourniture.

L'activité de transport et de distribution est assurée par les gestionnaires des réseaux publics. L'accès aux réseaux français est ouvert aux tiers et régulé. RTE, filiale d'EDF, gère l'unique réseau de transport français. Le réseau de distribution est géré par ERD, et par 160 ELD.

La fourniture désigne la vente d'électricité aux clients finals, c'est-à-dire les clients qui consomment effectivement l'électricité, sans la revendre. Cette ac-

tivité est ouverte à la concurrence, à l'exception de la vente aux clients résidentiels, qui devront attendre le 1^{er} juillet 2007 pour pouvoir choisir leur fournisseur. 17 sociétés exercent une activité de fourniture en France.

2.1.2. Le marché français reste largement exportateur

Le bilan physique du marché français reste caractérisé par un solde largement exportateur. Les exportations d'électricité ont représenté, en 2006, 16% du volume de la production nationale.

La figure 21 représente les approvisionnements et les débouchés des fournisseurs d'électricité en France en 2006.

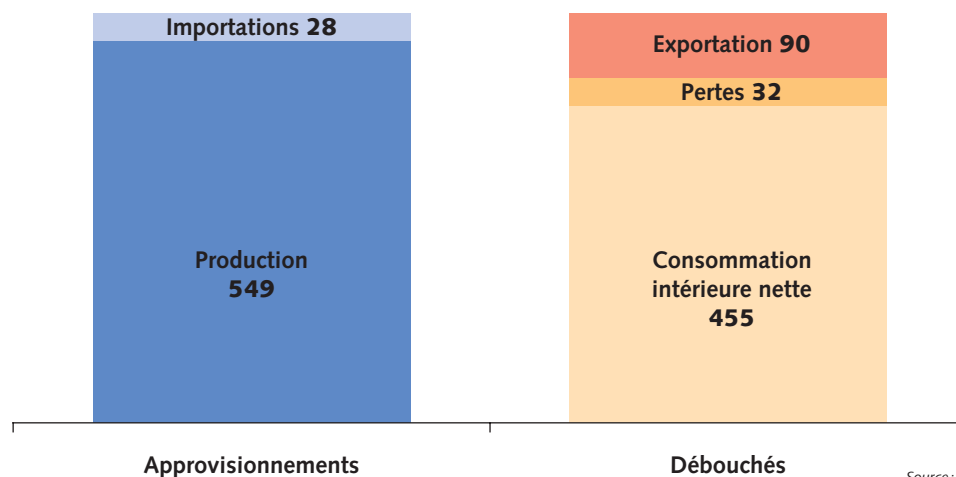
2.2. La production d'électricité en France

2.2.1. La production française est à dominante nucléaire, mais les filières thermique classique et hydraulique jouent un rôle important dans l'équilibre offre-demande

Les moyens de production peuvent être classés en deux catégories :

- les centrales dont la production est arbitrage : leur fonctionnement dépend de la demande, des prix de marché, de leurs coûts de production variables, de leurs contraintes techniques et, pour les moyens hydrauliques, de l'état de leur stock. Il s'agit des centrales nucléaires, des centrales thermiques classiques les plus puissantes, et des grandes installations hydrauliques dites « de lac », « d'éclusée » et « de pompage » ;

Figure 21 : Le bilan physique du marché français en 2006 (TWh)



Source : CRE d'après RTE

- les centrales dont la production n'est pas arbitable : cette production est soit « fatale » (principalement hydraulique « au fil de l'eau », éolien et biomasse), soit déterminée par les conditions économiques de contrats d'obligation d'achat (principalement cogénération).

La puissance installée du parc de production d'électricité français est de 116 GW en 2006. La figure 22 détaille la capacité de chaque catégorie de moyens.

La filière nucléaire représente 55% de la puissance installée, et ses coûts variables de production sont peu élevés. Elle assure, donc, la plus grande part de la production française (78% en 2006). Toutefois, la production des centrales thermiques classiques et des moyens hydrauliques est indispensable pour assurer l'équilibre offre-demande du marché français tout au long de l'année et, en particulier, pendant les périodes de pic de demande.

2.2.2. La production reste très concentrée

La production du groupe EDF, qui exploite la majeure partie du parc, s'est élevée, en 2006, à 86% de la production nationale. A cela, s'ajoutent les volumes acquis auprès de producteurs indépendants par

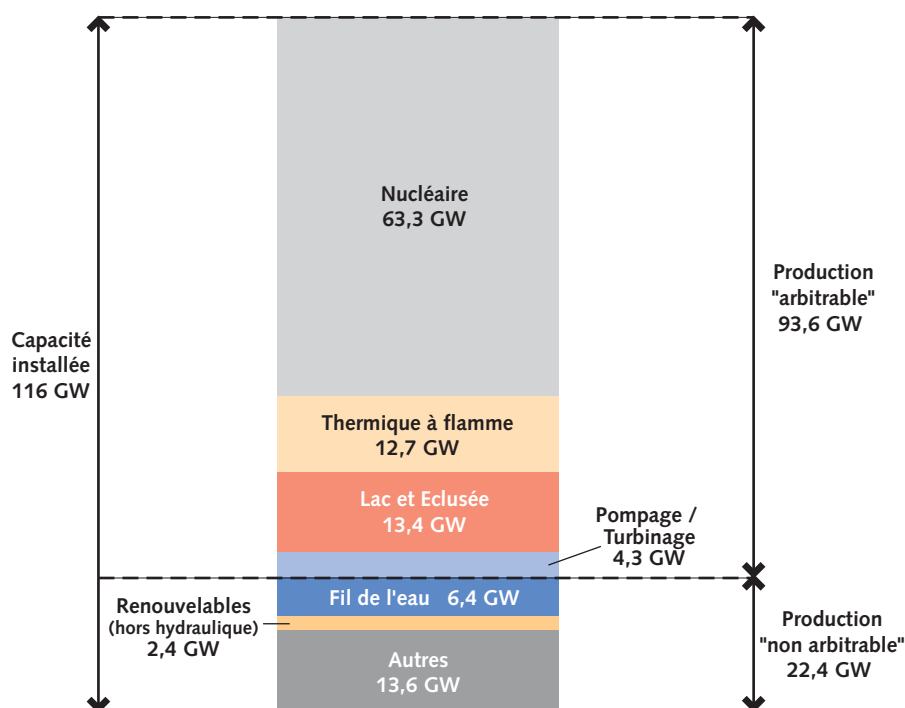
le mécanisme d'obligation d'achat, soit environ 4,5% de la production nationale en 2006.

Les quatre principaux opérateurs alternatifs qui exercent une activité de production en France sont :

- Electrabel-Suez, qui dispose des moyens hydrauliques de la CNR, de la SHEM, et d'une participation dans les centrales nucléaires d'EDF de Tricastin et de Chooz. Ce groupe a assuré, en 2006, 3% de la production française ;
- Endesa, qui dispose des centrales au charbon d'Endesa France (marque commerciale de La SNET). Ce groupe a assuré, en 2006, 1,5% de la production française ;
- Total, qui dispose de la plus grande centrale de cogénération française. Ce groupe a assuré, en 2006, 0,3% de la production française ;
- Gaz de France, qui dispose d'une centrale à cycles combinés au gaz. Ce groupe a assuré, en 2006, 0,3% de la production française.

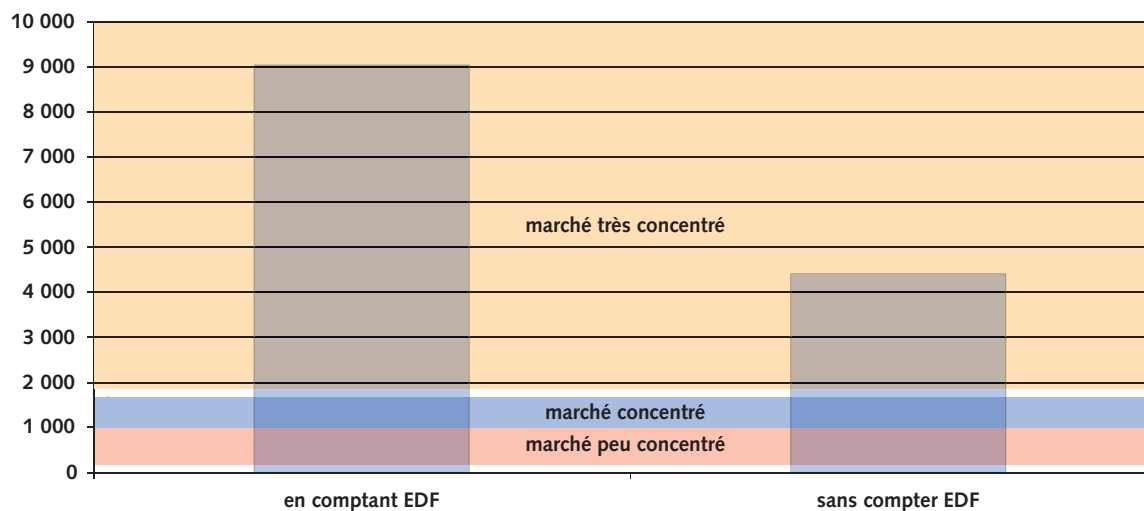
La figure 23 (cf. p. 84) illustre la concentration de la production française. L'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI) mesure la concentration d'un marché ; il est d'autant plus élevé que le marché est concentré (cf. encadré 21).

Figure 22 : Capacité de production installée en France



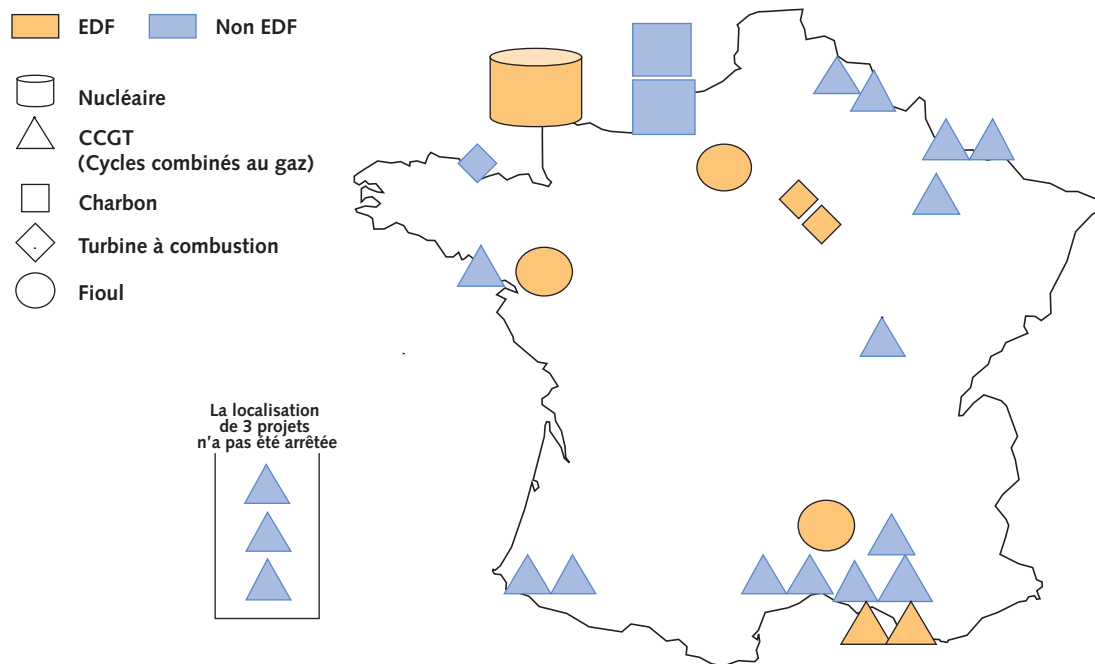
Source : CRE d'après RTE

Figure 23: Indice de concentration (HHI) de la production d'électricité (en énergie, 2006)



Source : CRE d'après RTE

Figure 24: Projets de centrales de production de plus de 100 MW annoncés en France



La surface du pictogramme est proportionnelle à la puissance du projet

Source : CRE

Encadré 21 : La mesure de la concentration du marché de gros

L'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI) est un indicateur du degré de concentration d'un marché.

L'indice HHI est égal à la somme des carrés des parts de marché des intervenants. Il est d'autant plus élevé que le marché est concentré. On considère généralement qu'un marché est peu concentré si son HHI est inférieur à 1 000, et très concentré s'il est supérieur à 1 800.

Étant données les spécificités des marchés de l'électricité et du gaz, cet indice ne doit être utilisé comme un indicateur du degré de concurrence qu'avec précaution. En effet, concentration et concurrence ne sont pas liées de façon aussi directe que sur la plupart des marchés : dans certaines circonstances de tension de l'équilibre offre-demande, un opérateur disposant d'une part de marché limitée peut avoir un pouvoir de marché suffisant pour être en mesure d'influencer les prix.

2.2.3. Les projets de nouvelles centrales ne réduiront pas significativement la concentration de la production

La figure 24 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. Toutefois, même si tous ces projets se concrétisaient, la part de marché d'EDF s'élèverait encore, fin 2012, à 80% du parc installé. En outre, les projets des fournisseurs alternatifs sont des installations dites « de semi-base » : EDF exploitera toujours la quasi-totalité de la production des centrales dite « de base ».

2.2.4. Les VPP ne remédient que de façon partielle à la concentration de la production

Les VPP sont des capacités virtuelles de production mises périodiquement aux enchères par EDF. Ce dispositif a été imposé par la Commission européenne dans sa décision de février 2001 autorisant EDF à prendre une participation de 34,5% dans l'électricien allemand EnBW.

Depuis septembre 2001, EDF organise des enchères trimestrielles pour donner accès à ses concurrents à 6 000 MW de capacités. Depuis septembre 2006, EDF ne propose plus que des produits optionnels. Les enchérisseurs paient une prime fixe pour réserver une puissance, et paient un prix d'exercice pour chaque MWh soutiré. Les enchères permettent de définir la prime fixe mensuelle.

Il existe deux types de VPP, qui diffèrent par leur prix d'exercice :

- les VPP Base : leur prix d'exercice est une approximation du coût variable de production des centrales nucléaires d'EDF. Ce prix est passé de 8 à 9 €/MWh aux enchères de septembre 2006 ;
- les VPP Pointe : ils visent à refléter le fonctionnement économique d'un mix de centrales de semi-base et de pointe. Leur prix d'exercice évolue à chaque enchère, selon une formule qui n'est pas publique mais contrôlée par la Commission européenne. Il était de 50 €/MWh aux enchères de mars 2007.

En septembre 2006, avec l'accord de la Commission européenne, EDF a apporté certaines modifications à son engagement initial : EDF ne vend plus de produits fermes (PPA) et a introduit un produit base d'une durée de 4 ans, proposé pour une période probatoire d'un an débutant en septembre 2006.

Les VPP contribuent à réduire les effets de la concentration de la production :

- en imposant à EDF de mettre de l'énergie à la disposition des fournisseurs alternatifs sur le marché à terme : en 2006, les VPP ont représenté 58% de leurs injections ;
- en accroissant la liquidité du marché de gros.

Néanmoins, comme l'a indiqué la CRE dans sa communication de mars 2006, ce mécanisme n'est qu'un remède partiel à la concentration. Ceci est principalement dû au mécanisme d'attribution des capacités par enchères : les primes payées par les acheteurs alignent le prix de revient des VPP sur les prix de marché. Les VPP ne constituent, donc, pas une source d'approvisionnement comparable à une centrale de production.

La décision de la Commission européenne avait précisé qu'il ne pourrait être mis fin au dispositif VPP que sur demande motivée d'EDF, à la condition que le marché français de l'électricité ait évolué de manière à « offrir un nombre suffisant d'autres sources d'approvisionnement pour les quantités offertes par EDF dans les ventes aux enchères ». Au 30 juin 2007, EDF n'avait pas demandé la fin de ce dispositif.

2.3. Les échanges aux frontières

2.3.1. Le solde exportateur se stabilise

Avec un solde exportateur de 63,3 TWh en 2006, soit près de 12% de sa production, la France est le premier pays exportateur d'électricité en Europe.

Après avoir connu une forte expansion entre 1980 et 1995, pendant la montée en puissance du parc de production nucléaire français, le solde exportateur évolue depuis entre 60 et 75 TWh. Depuis 2002, une tendance à la diminution semblait se dessiner. Cependant, le solde exportateur est stable depuis 2004 (cf. figure 25).

Si le solde exportateur annuel reste largement positif, l'analyse détaillée fait apparaître des situations contrastées pour chaque interconnexion entre la France et les pays voisins.

En 2006, le solde net des échanges avec tous les pays interconnectés a été exportateur, à l'exception de l'Allemagne. Depuis 5 ans, l'évolution la plus forte est celle observée sur la frontière italienne (cf. figure 26) : les exportations ont reculé et des importations ont eu lieu aux périodes les plus tendues, pendant les trois premiers mois de 2006 et ponctuellement en juillet 2006. Les exportations vers l'Espagne et la Belgique sont également en recul, mais de façon moins importante.

En 2006, le solde net des échanges avec l'Allemagne a été importateur. Toutefois, on peut noter qu'après avoir augmenté de 2002 à 2005, les importations en provenance d'Allemagne ont reculé en 2006.

2.3.2. La mise en place d'enchères de capacités a réduit la concentration du négoce transfrontalier

Jusqu'en 2005, l'allocation des capacités d'interconnexions s'appuyait sur une liste de priorité. L'essentiel des capacités étaient réservées à EDF.

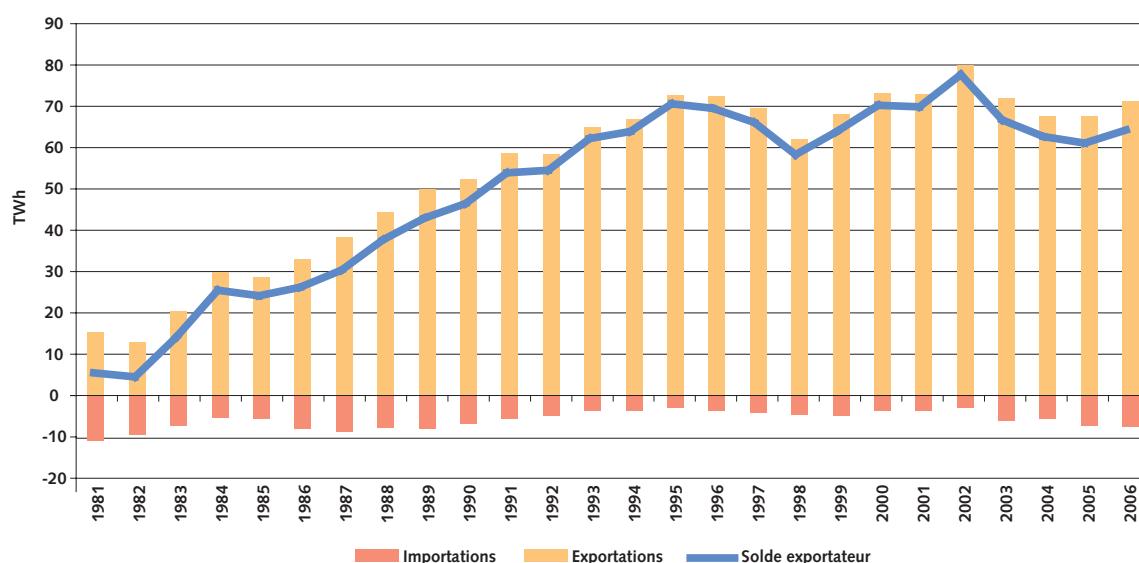
En 2006, le mécanisme d'allocation a été modifié sur presque toutes les frontières : les capacités sont désormais allouées par un processus d'enchères.

Cette évolution semble avoir amélioré l'utilisation, par les acteurs du marché, des capacités d'interconnexion pour la réalisation d'arbitrages journaliers. La corrélation entre les décisions d'importer ou d'exporter et les différentiels de prix sur les marchés *day ahead* s'est accrue.

L'évolution du mécanisme d'allocation a également conduit à une réduction importante de la part de marché d'EDF dans les exportations, qui se traduit par une baisse significative de la concentration, mesurée par l'indice HHI (cf. figure 27).

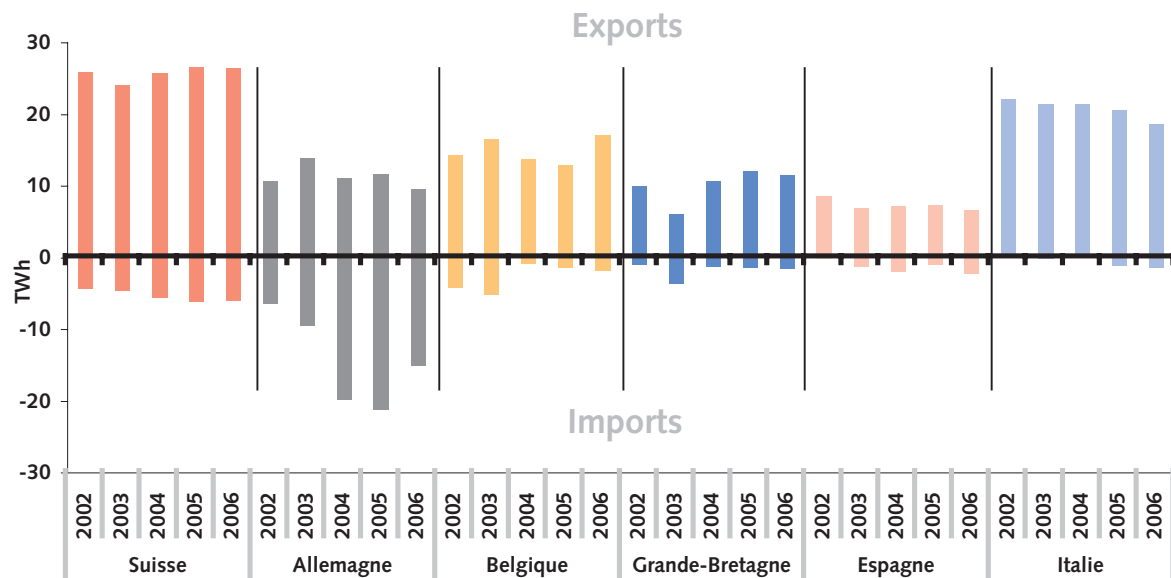
La concentration des exports reste, toutefois, élevée. Cela traduit la prédominance d'un nombre réduit d'intervenants sur chaque interconnexion.

Figure 25 : Importations et exportations d'électricité en France depuis 1981 (données DGEMP)



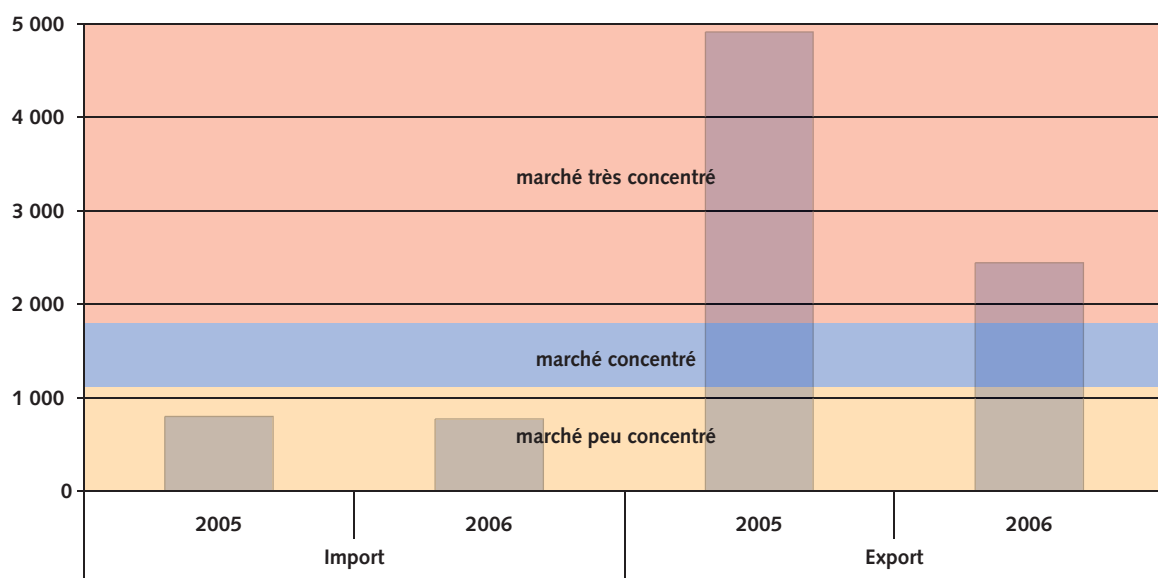
Source : DGEMP, CRE d'après RTE

Figure 26: Imports-Exports français d'électricité, par frontière



Source : CRE d'après RTE

Figure 27: Indice de concentration (HHI) des échanges d'électricité aux frontières (France, 2005-2006)



Source : CRE d'après RTE

2.3.3. Le couplage des bourses *day ahead* belge, néerlandaise et française se traduit par un alignement fréquent des prix *spot*

La bourse Belpex a démarré le 21 novembre 2006, permettant le couplage entre les trois marchés organisés *spot* français, belge et néerlandais. Le dispositif a remplacé l'allocation explicite de capacité journalière aux interconnexions entre la France et la Belgique et entre la Belgique et les Pays-Bas (cf. p. 27).

Le couplage de marché entre APX, Belpex et Powernext permet d'égaliser le prix sur les trois marchés organisés pendant les heures où les capacités d'interconnexion disponibles entre la France, la Belgique et les Pays-Bas sont suffisantes.

Depuis la mise en service du couplage :

- les prix horaires français et belges ont été égaux pendant 83% des heures ;
- les prix horaires français, belges et néerlandais ont été égaux pendant 60% des heures.

2.4. Le négoce en France

2.4.1. Les échanges de gré à gré dominent toujours le marché de gros français

Les marchés de gros comportent deux lieux d'échanges possibles : les bourses d'échange et le marché de gré à gré, dit OTC (cf. encadré 22).

Encadré 22 : Le marché de gros de l'électricité

Le marché de gros est le lieu de rencontre virtuel entre producteurs, fournisseurs et négociants d'électricité. Il englobe à la fois les échanges purement financiers et les transactions débouchant sur une livraison physique d'électricité sur le réseau français. Aujourd'hui, une soixantaine d'opérateurs participent au marché de gros français.

Les échéances proposées vont de la livraison « à terme » (marché *forward*, livraison sur une période future donnée, échéances allant de la semaine suivante à plusieurs années), au court terme (marché *spot*, achats la veille pour livraison le lendemain) et à l'infra-journalier (pour livraison dans les heures qui suivent la transaction). Sur les marchés à terme, les produits échangés comportent deux produits-types : la base (livraison 24 h sur 24 et 7 j sur 7) et la pointe (livraison de 8 h à 20 h du lundi au vendredi). Sur les marchés de court terme, des produits horaires sont également échangés (livraison pendant une heure donnée d'une journée donnée).

Les produits à terme les plus traités sur le marché français sont les échéances mensuelles et annuelles. Les produits base sont beaucoup plus traités que les produits pointe.

Une bourse d'échange est un marché organisé et anonyme proposant des produits standardisés, où la présence d'une contrepartie centrale permet de lever le risque de crédit. L'existence d'un marché organisé permet l'émergence d'une référence de prix transparente.

Le marché OTC permet la signature de contrats bilatéraux. Ces transactions peuvent être conclues sans intermédiaire, ou via des courtiers ou des plateformes de négociation. Les prix pratiqués sur le marché OTC ne sont pas rendus publics.

En France, l'essentiel des échanges sur les produits *spot* s'effectue sur le marché organisé Powernext. À l'inverse, l'essentiel des échanges sur les produits à terme s'effectuent de gré à gré.

2.4.2. L'activité sur le marché de gros français poursuit son développement mais reste limitée

A. Les volumes livrés continuent à croître

L'activité réelle sur le marché de gros a connu un fort recul depuis juin 2006 (cf. figure 28). La forte volatilité des prix pendant le printemps puis l'été 2006 a contribué à cette chute de liquidité (chute des prix du CO₂, canicule et chute imprévisible des cours du pétrole). Les incertitudes réglementaires liées à l'élaboration de la loi du 7 décembre 2006, ont également soulevé de fortes interrogations chez certains acteurs du marché. La complexité de la mise en œuvre du TaRTAM (cf. p. 80) ont renforcé leurs réticences à se positionner sur le marché français.

Le point D, page 90, illustre l'effet de cette chute d'activité sur la liquidité de Powernext Futures.

Néanmoins, en 2006, les livraisons entre acteurs du marché de gros en France, qui ne reflètent pas l'activité sur le marché de gros français mais les transactions intervenues dans le passé, ont poursuivi leur croissance en 2006.

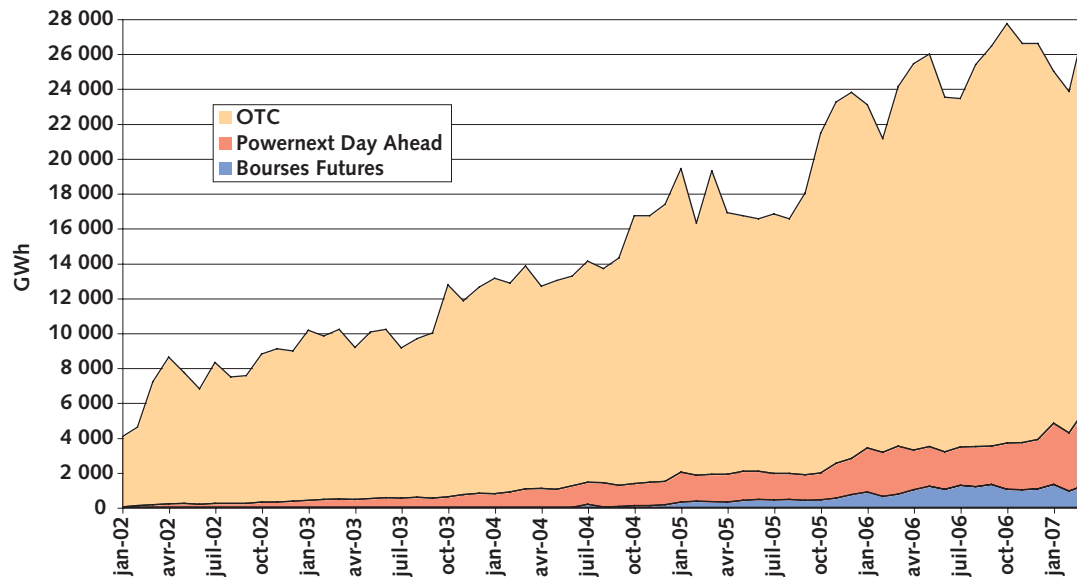
B. L'activité reste limitée par la forte intégration verticale du marché français

La figure 29 présente les flux d'énergie entre les différents segments amont et aval du marché de gros français en 2006.

Du fait des cessions interne d'électricité entre les activités de production et de commercialisation d'EDF, les volumes échangés sur le marché de gros restent limités au regard de la consommation nationale.

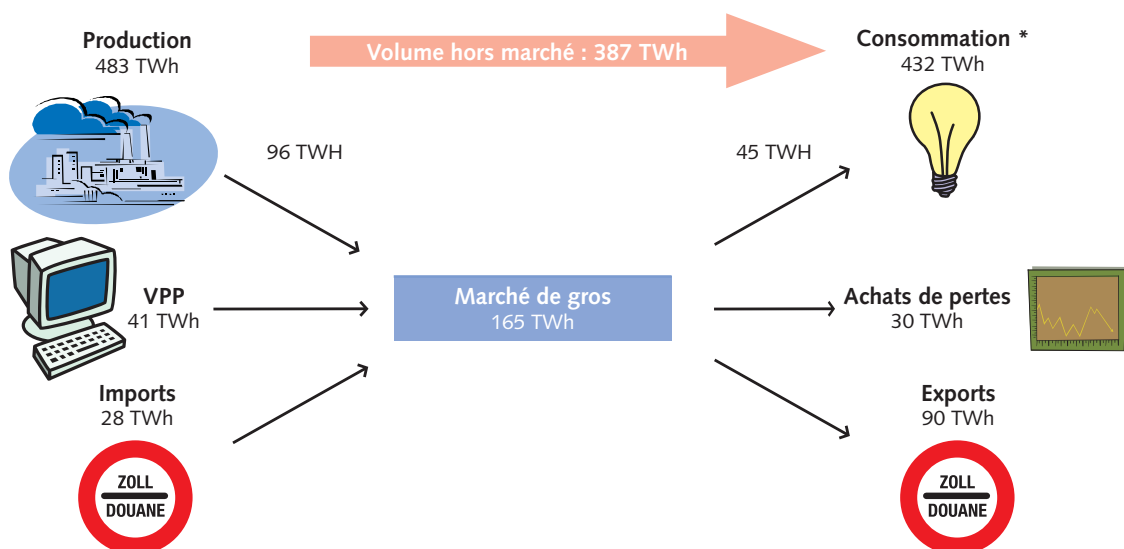
Ainsi, en 2006, seuls 20% de la production et 10% de la consommation ont fait l'objet de transactions sur le marché.

Figure 28 : Volumes des livraisons sur le marché de gros français



Source : CRE d'après RTE, Powernext, EEX

89

Figure 29 : Activités amont et aval sur le marché de gros français en 2006
(vu du réseau de transport)

* Consommation des clients raccordés à RTE et livraisons nettes aux réseaux de distribution

Source : CRE d'après RTE ; somme des bilans horaires

C. Les échanges restent peu concentrés

Au 15 avril 2007, 101 responsables d'équilibre étaient présents sur le marché de gros français, dont 55 intervenaient sur Powernext Spot et 26 sur Powernext Futures.

La figure 30 illustre la concentration des différents segments du marché de gros français.

Le segment du négoce est moins concentré que les segments amont et aval. Toutefois, cela n'est qu'une conséquence de la très forte intégration verticale production-fourniture d'EDF : l'essentiel des volumes produits et commercialisés par cet acteur ne transitent pas par le marché de gros.

D. Powernext est le seul marché organisé actif en France

L'activité sur Powernext Spot est en croissance, avec des variations essentiellement saisonnières. Le volume total négocié en 2006 a en effet augmenté de plus de 50% par rapport à 2005.

L'activité sur Powernext Futures a été en croissance jusqu'en mai 2006 puis a connu une forte diminution. Cette chute de liquidité est liée à la forte diminution

concomitante de l'activité sur l'ensemble du marché de gros français (cf. p. 89). Le volume total négocié en 2006 sur Powernext Futures a, toutefois, progressé de plus de 33% par rapport à 2005 (cf. figure 31).

La bourse allemande EEX a lancé, en 2005, un marché organisé permettant d'échanger des produits à terme pour une livraison en France. Après une phase initiale de croissance des volumes, l'activité sur EEX France est nulle depuis août 2006.

2.4.3. Les prix de gros sont stables en moyenne mais leur volatilité augmente

A. Le marché *spot* a été marqué par une succession de périodes contrastées

Les prix *spot* (ou *day ahead*) correspondent aux prix pratiqués sur le marché pour une livraison de l'électricité le lendemain. Ces prix sont influencés par les tensions sur le marché de l'électricité français et sur les systèmes électriques voisins, et par les prix des combustibles, qui constituent une grande partie des coûts variables des centrales de production.

Ces prix de court terme sont soumis à une forte volatilité, en raison de l'impossibilité de stocker l'élec-

Figure 30 : Indice de concentration HHI – marché de gros – année 2006

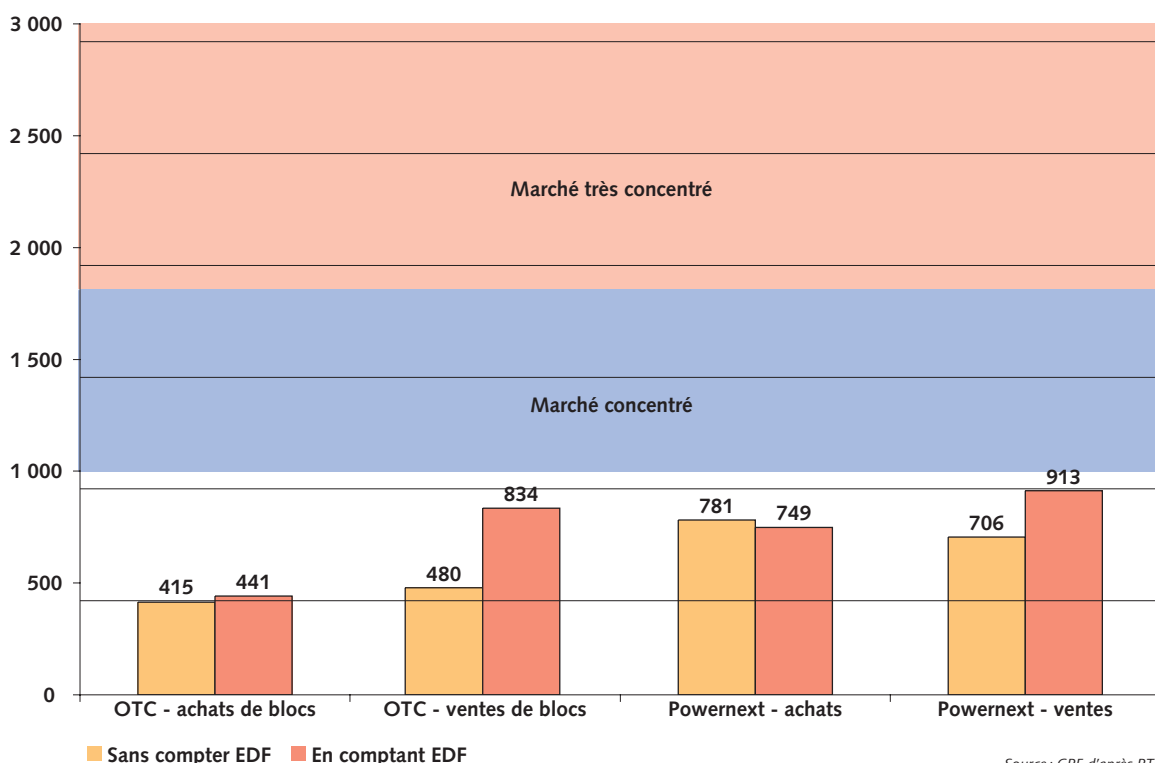
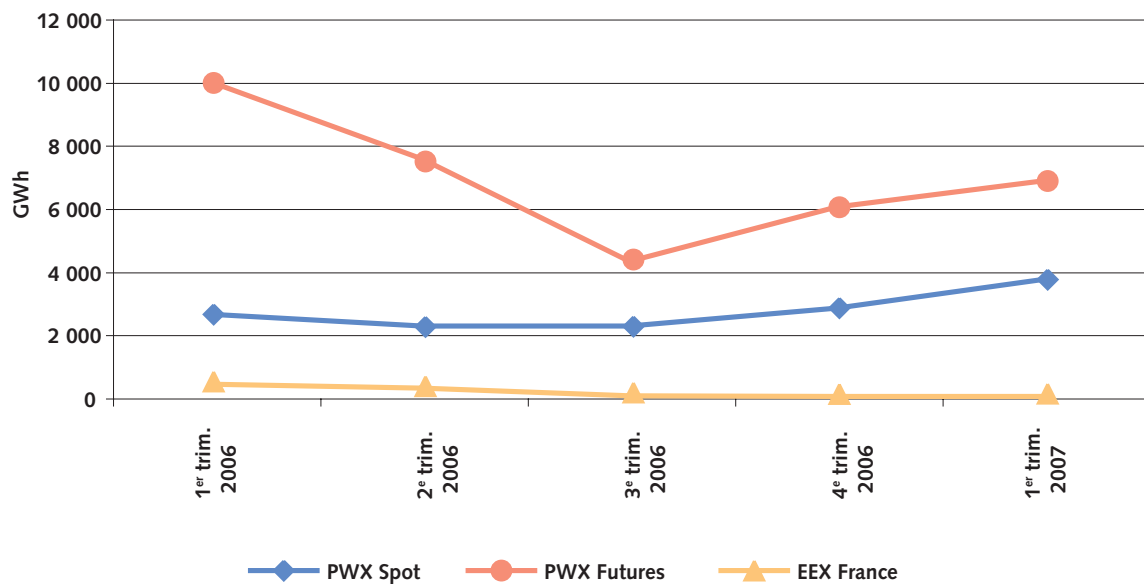
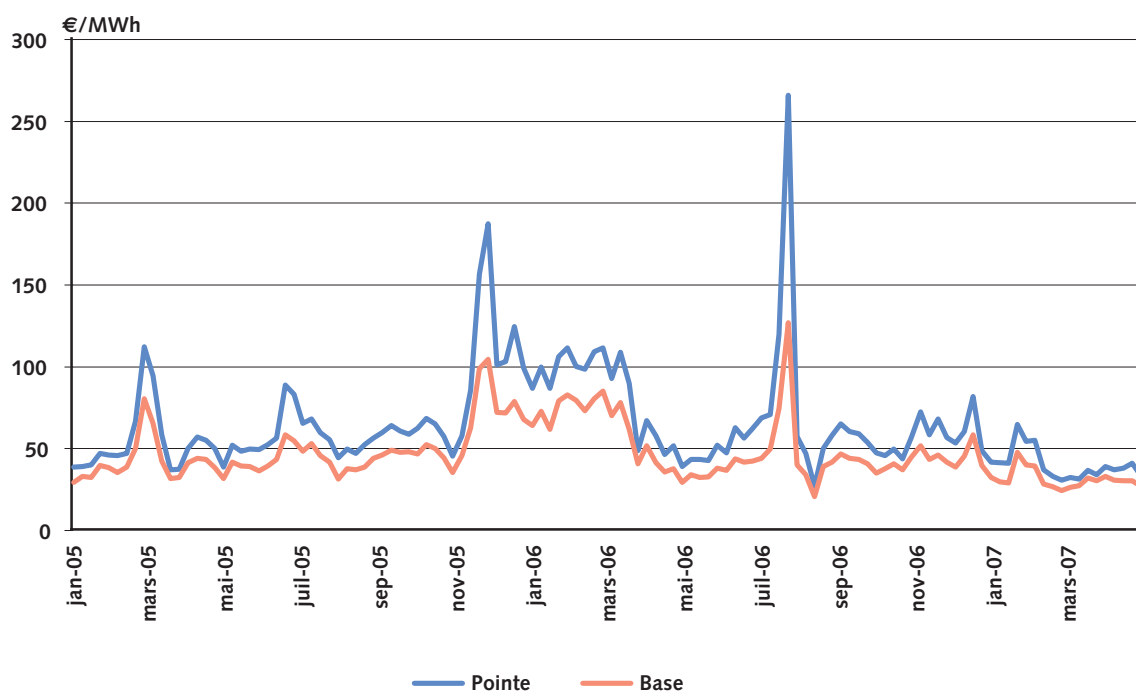


Figure 31 : Volumes mensuels moyens échangés sur les bourses françaises
(PWX spot, PWX Futures et EEX France)



Source : CRE, d'après Powernext et EEX

Figure 32 : Moyennes hebdomadaires des prix *spot* sur Powernext



Source : Powernext

tricité. Les principaux facteurs de volatilité sont les conditions climatiques (froid faisant augmenter la consommation, absence de vent induisant une chute de la production éolienne en Allemagne) et les aléas d'approvisionnement (panne d'une centrale, capacité d'interconnexion réduite) (cf. encadré 23).

La figure 32 montre l'évolution des prix *spot* sur Powernext depuis janvier 2005. Le niveau des prix *spot* en 2006 était légèrement supérieur à celui de 2005, la moyenne annuelle des prix *spot* en 2006 sur Powernext s'élevant à environ 49 €/MWh en base et 69 €/MWh en pointe, contre 47 €/MWh en base et 64 €/MWh en pointe en 2005.

La volatilité des prix *spot* sur Powernext a augmenté en 2006. Les prix ont fréquemment atteint des niveaux très élevés ou très faibles. Ainsi, le prix horaire a dépassé les 100 €/MWh pendant 427 heures en 2006, contre 349 heures en 2005. À l'inverse, le prix horaire a été inférieur à 10 €/MWh pendant 301 heures en 2006, contre 127 heures en 2005.

Depuis avril 2006, la période a été marquée par :

- une période de prix *spot* peu élevés au printemps 2006 ;
- des prix historiquement élevés pendant la deuxième quinzaine de juillet ; le prix horaire a souvent dépassé les 300 €/MWh, atteignant 1 000 €/MWh à l'heure 12 le 26 juillet ;
- des prix peu élevés depuis le mois d'août 2006, en raison de températures clémentes et de la situation favorable de la production française nucléaire et hydraulique.

Fin juillet 2006, les températures ont atteint des niveaux caniculaires. La tension sur le système français a été très forte : la consommation a été élevée en raison de l'utilisation des climatiseurs, et la disponibilité des centrales thermiques a été limitée par l'augmentation des températures des rivières, utilisées pour le refroidissement de certaines centrales.

La vague de chaleur s'étant installée dans la plupart des pays européens, les marchés frontaliers de la France étaient eux-mêmes très tendus. La demande française ne pouvant être satisfaite par davantage d'importations, les prix sur le marché français ont atteint des niveaux très élevés.

La figure 33 montre l'évolution des prix *spot* sur les principales places européennes depuis janvier 2005. En moyenne annuelle, les prix sur Powernext étaient les deuxièmes moins chers de toutes les places suivies en 2006, derrière ceux du NordPool.

Le marché français n'a été plus cher que les autres marchés européens seulement pendant les périodes les plus tendues, pendant l'hiver 2005/2006 et pendant la canicule de juillet 2006. Seul le marché allemand a été plus cher que le marché français pendant la vague de chaleur.

Les variations des prix allemands sont restées très corrélées à celles des prix français. Les prix allemands ont été plus élevés que les prix français, surtout dans la deuxième moitié de l'année 2006. Ils ont été soutenus par des prix *spot* élevés sur le NordPool.

Les prix anglais étaient extrêmement élevés pendant les trois premiers mois de 2006 en raison de la forte hausse des prix *spot* du gaz. Ils ont baissé ensuite, mais sont restés supérieurs aux prix français.

Les prix espagnols ont baissé au cours de l'année en raison d'une amélioration de la situation hydraulique en Espagne. En outre, l'application d'un décret relatif à la compensation des fournisseurs assurant la vente aux clients restés aux tarifs réglementés a provoqué, entre mars 2006 et janvier 2007, une baisse artificielle des prix.

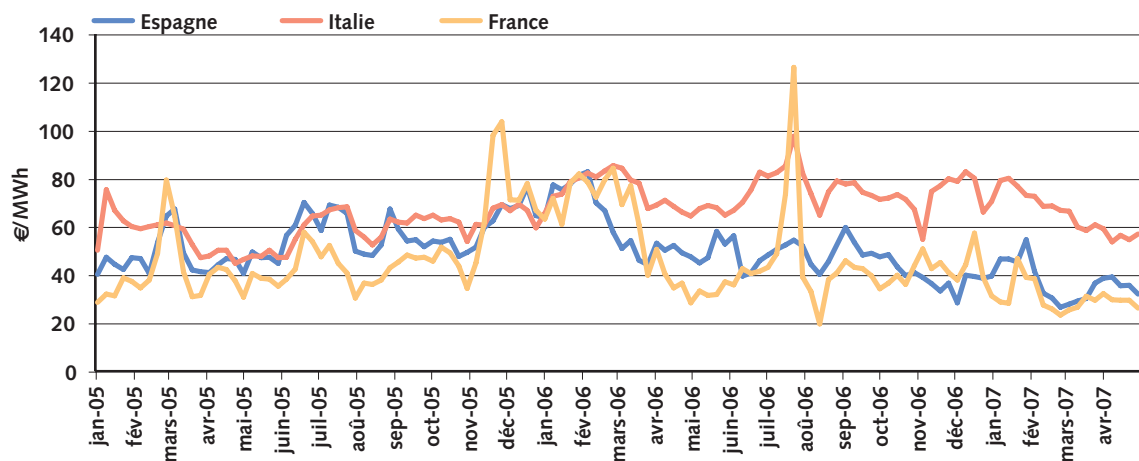
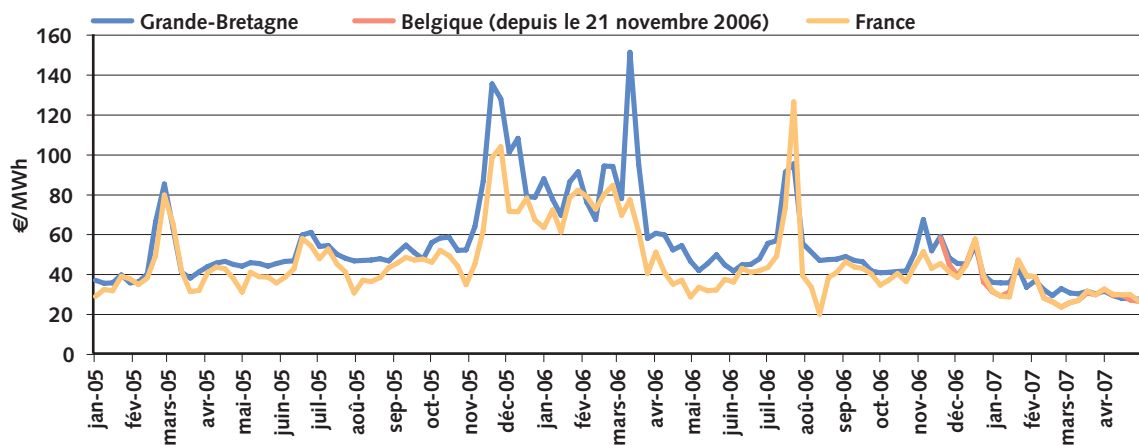
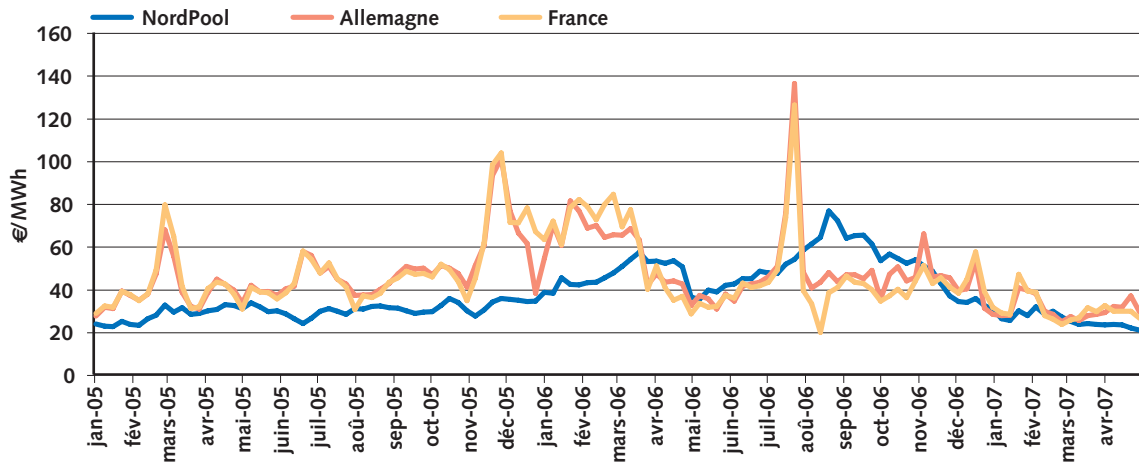
Les prix italiens étaient largement supérieurs aux prix français pendant toute l'année, sauf durant la période de la canicule de juillet 2006.

Encadré 23 : L'impact de la production éolienne sur les prix du marché français

La production d'une éolienne est liée aux conditions météorologiques. Elle varie fortement d'un jour à l'autre, et ses variations sont peu prévisibles.

Les producteurs éoliens sont, donc, contraints, chaque jour, d'acheter ou de vendre des volumes importants d'énergie sur le marché *day ahead*. En Allemagne et en Espagne, où la place de l'éolien est significative dans le mix énergétique, les aléas de production génèrent des achats ou des ventes massives et simultanées d'électricité sur le marché *day ahead*, ce qui accroît la volatilité des prix sur ces marchés.

Le marché français étant interconnecté avec ceux de l'Allemagne et de l'Espagne, le prix *day ahead* français peut, en principe, être influencé par la volatilité liée aux aléas de production éolienne dans ces deux pays. Les acteurs de marché considèrent par exemple que les prix horaires proches de 0 €/MWh observés sur Powernext Day Ahead résultent directement d'excédents de production éolienne en Allemagne. Ces excédents contraignent les producteurs allemands à vendre des volumes importants, et quel que soit le niveau de prix, sur le marché allemand et les marchés voisins.

Figure 33: Moyennes hebdomadaires des prix *spot* européens

B. Les prix *forward* ont été particulièrement volatils

Les prix *forward* correspondent à l'achat ou à la vente d'électricité à l'avance, pour les mois, les trimestres ou les années à venir.

Un prix *forward* reflète la moyenne des prix horaires anticipés pour la période future en question. Les facteurs qui influencent les prix *forward* sont les anticipations d'évolution des facteurs déterminant les prix *spot* : évolution prévisible de l'offre et de la demande, ainsi que prix à terme des combustibles et des quotas d'émission de CO₂ pour la période de livraison considérée.

La figure 35 montre l'évolution des prix *forward* Y+1 Base sur Powernext depuis janvier 2005. Le niveau de prix en 2006 pour 2007 était en moyenne plus élevé qu'en 2005. Toutefois, les prix ont terminé l'année à un niveau comparable aux prix de début d'année.

Depuis avril 2006, la période a été marquée par une forte variabilité des prix à terme :

- effondrement des prix fin avril 2006, à la suite de la chute du prix du CO₂ ;
- augmentation des prix en juillet 2006 en raison de la canicule ;
- forte baisse en fin d'été 2006 en raison de la chute des prix du pétrole, puis à nouveau depuis novembre 2006, du fait de la clémence des températures hivernales ;
- hausse des prix depuis mars 2007.

Les prix *forward* annuels français, qui étaient, depuis début 2005, plus élevés que les prix allemands en 2006, sont inférieurs depuis fin octobre 2006.

Cette évolution est liée à l'augmentation des prix sur le NordPool, qui ont poussé les prix allemands à la hausse. Elle est également due à l'occurrence de températures très clémentes (cf. figure 35) :

- les températures élevées conduisent les *traders* à réduire la prime de risque pour les *forward* d'hiver. Cette prime est traditionnellement plus élevée en France qu'en Allemagne, en raison de la forte sensibilité de la demande française aux températures froides ;
- les températures clémentes ont également donné lieu à des anticipations de températures d'été plus chaudes. Le système allemand ayant été plus sensible aux périodes de chaleur dans le passé, ceci a contribué à un renchérissement des prix des *forward* d'été allemands par rapport aux prix français.

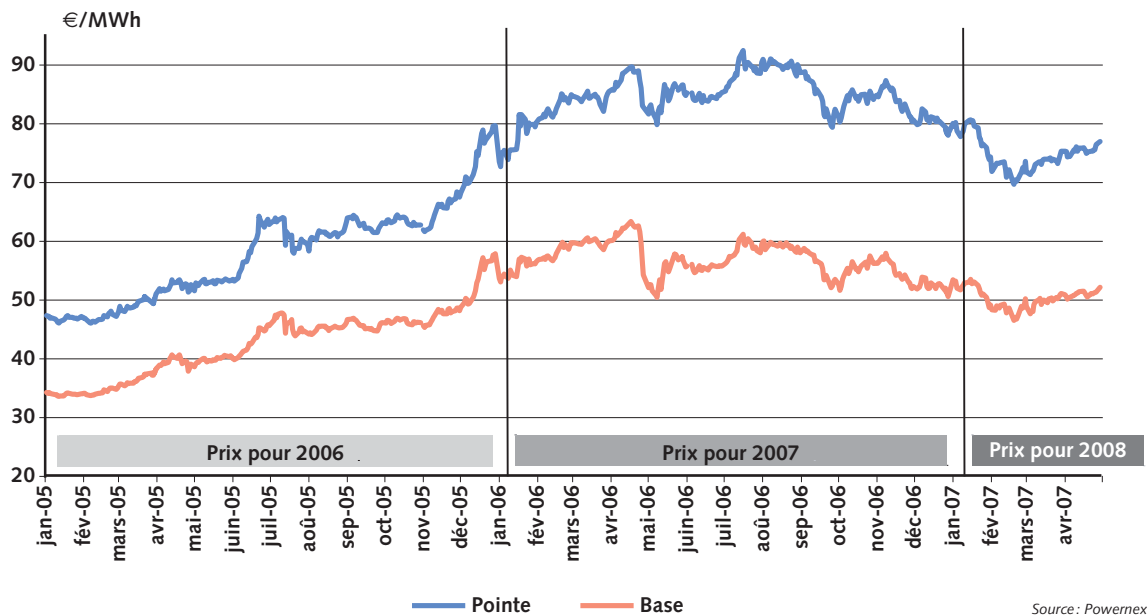
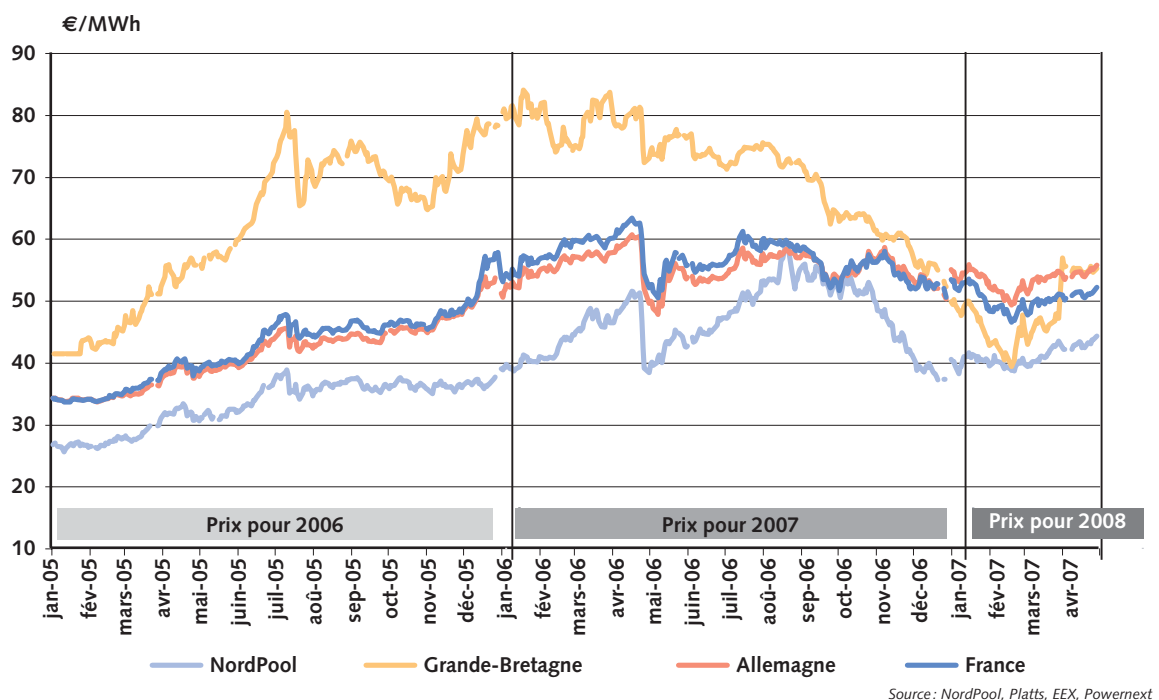
2.5. La vente de pertes aux gestionnaires de réseaux

2.5.1. Les achats de pertes des gestionnaires de réseaux contribuent à la liquidité du marché français

Les transits d'électricité sur les réseaux de transport et de distribution occasionnent des pertes, que les gestionnaires de réseaux doivent compenser. Ces pertes dépendent du volume physique transitant sur les réseaux, de la topologie des réseaux et des conditions de température. En 2006, ces pertes se sont élevées à 30 TWh.

RTE et ERD sont tenus de se procurer l'énergie nécessaire à la compensation de ces pertes selon des procédures concurrentielles, non discriminatoires et transparentes. Ils organisent pour cela des appels d'offre réguliers. Ils s'approvisionnent essentiellement par des produits à terme. Des produits optionnels leur permettent de faire face aux risques liés à l'incertitude de leurs prévisions.

La fourniture de pertes contribue à la liquidité du marché français. Ainsi, en 2006, RTE a soutiré 11,7 TWh, et ERD, 18,4 TWh. À titre de comparaison, sur cette même période, les volumes vendus aux sites de consommation par des opérateurs autres qu'EDF s'élevaient à 43,5 TWh.

Figure 34 : Prix des *futures* annuels sur PowernextFigure 35 : Prix des *futures* annuels européens

2.5.2. Les ventes de pertes aux gestionnaires de réseaux sont concentrées

En 2006, RTE a acheté des pertes auprès de 26 fournisseurs, et ERD auprès de 21 fournisseurs.

Les ventes de pertes restent toutefois concentrées (cf. figure 36). Ainsi, en 2006 :

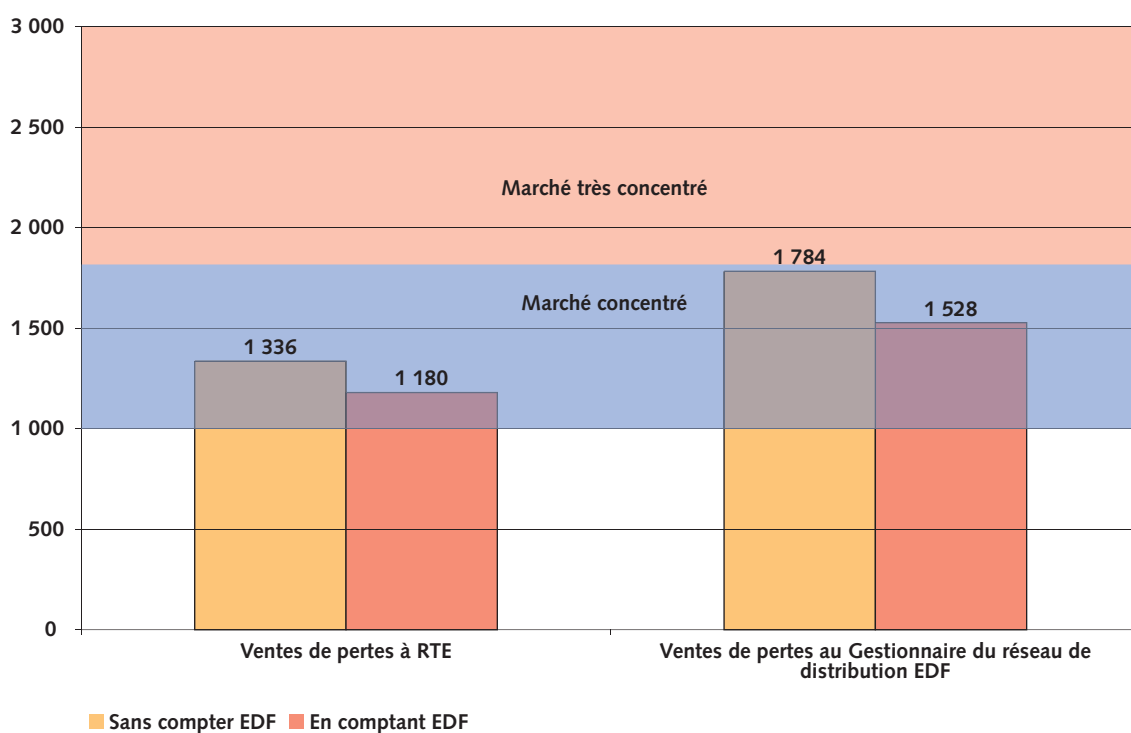
- RTE a acheté 46% de ses pertes à ses trois plus gros fournisseurs ;
- ERD a acheté 60% de ses pertes à ses trois plus gros fournisseurs.

2.6. Les marchés de détail : état de l'ouverture et évolution des tarifs réglementés de vente

Les industries du secteur de l'énergie en France contribuent à hauteur de 2,5% au PIB. L'industrie électrique concentre un peu plus de la moitié des emplois. Elle est la seule dont la facture énergétique soit négative, la France étant exportatrice nette d'électricité.

La consommation française d'électricité a fortement crû au cours des 30 dernières années sous l'effet de l'augmentation de la consommation du secteur résidentiel-tertiaire (cf. figure 37). De 1978 à 1990, la consommation a progressé plus rapidement que l'activité économique, l'électricité prenant une part

Figure 36 : Indice de concentration HHI – ventes de pertes – année 2006



croissante dans l'économie du pays. Depuis le début des années 1990, la progression de la consommation d'électricité se fait à un rythme plus proche de celui du PIB. Au cours des dernières années, le taux de croissance annuel de la consommation d'électricité s'est établi aux alentours de 1,5% (consommation intérieure non corrigée des variations climatiques). En 2006, la consommation française a toutefois légèrement diminué et atteint 478 TWh.

Depuis le 1^{er} juillet 2004, tous les clients non résidentiels ainsi que les collectivités locales, soit 4,7 millions de sites, représentant 69% de la consommation d'électricité, peuvent choisir leur fournisseur d'électricité (cf. encadré 24). Depuis le 1^{er} juillet 2007, l'ensemble

des consommateurs, soit plus de 33 millions de sites, sont libres de choisir leur fournisseur d'électricité.

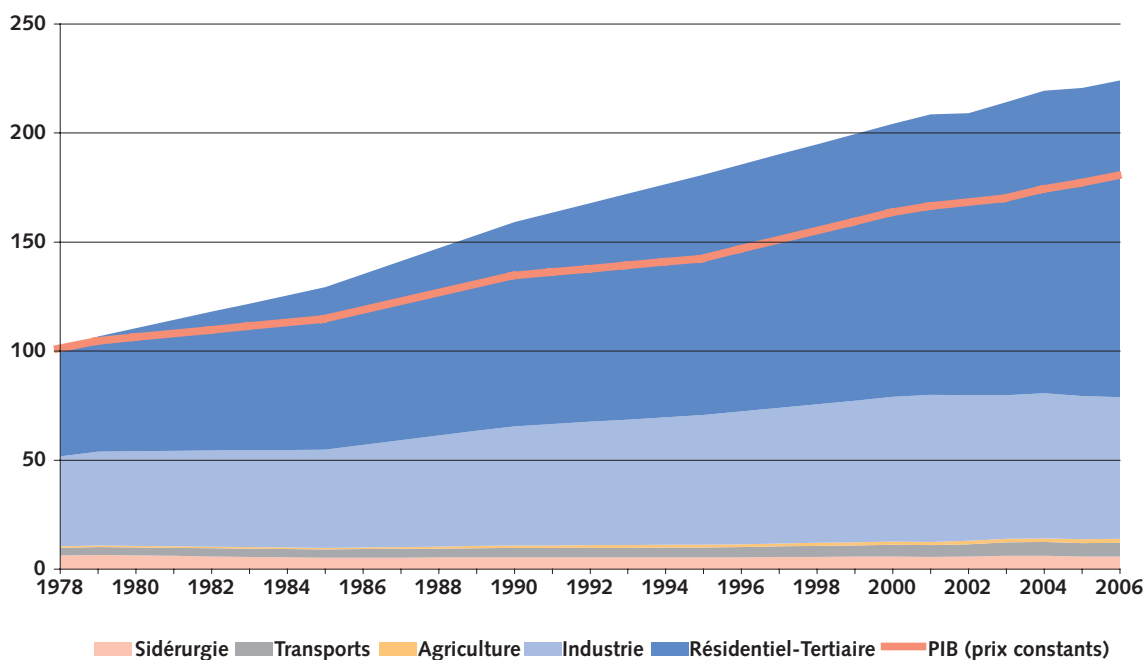
2.6.1. Les prix proposés aux clients

A. Deux types d'offres

Depuis le 1^{er} juillet 2004, tous les clients professionnels ont le choix entre deux types d'offre :

- les tarifs réglementés de vente, proposés par les fournisseurs historiques (EDF et les 160 ELD) et fixés par les pouvoirs publics après avis de la CRE. Ils s'appliquent aux clients qui n'ont pas souscrit une offre de marché ;
- les offres de marché, proposées par tous les fournisseurs qui en déterminent librement les prix.

Figure 37 : Consommation d'électricité par secteur et activité économique – base 100 en 1978



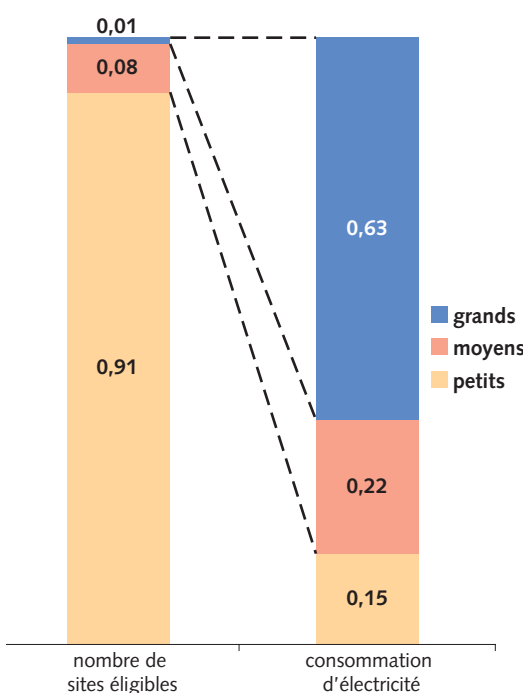
Encadré 24 : La segmentation de la clientèle non résidentielle retenue par la CRE

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

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

Petits sites : 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...). Ce segment représente 91% des sites en nombre et seulement 15% de la consommation des sites non résidentiels.

Répartition de la consommation des sites non résidentiels



Source : CRE d'après GRD, RTE (données 2006)

Les offres de marché sont différentes selon le segment de clientèle. Pour les sites grands et moyens, le prix des offres est, de manière générale, calé sur les prix du marché de gros (cf. figure 38).

Pour les petits clients, le prix est défini par rapport au tarif réglementé, avec des offres différentes suivant les fournisseurs (cf. figure 39) :

- un abonnement moins cher et un prix de l'énergie équivalent ;
- un abonnement équivalent et un prix de l'énergie moins cher ;
- un abonnement plus cher et un prix de l'énergie équivalent.

Depuis le 1^{er} juillet 2007, les consommateurs particuliers disposent du même choix.

B. Décalage entre la part fourniture des tarifs et les prix de marché

- Le prix des offres de marché se compare à la part fourniture (production + commercialisation) du tarif réglementé de vente, obtenue en retranchant de ce tarif la part acheminement, calculée à partir du tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité.
- Depuis janvier 2004, le prix des offres de marché pour les moyens et grands sites, basé sur le prix des marchés de gros, a dépassé la part fourniture des tarifs réglementés. Malgré des périodes de baisse constatées sur les prix de marché de gros, le prix des offres de marché sur ce segment reste aujourd'hui très supérieur à la part fourniture des tarifs réglementés.

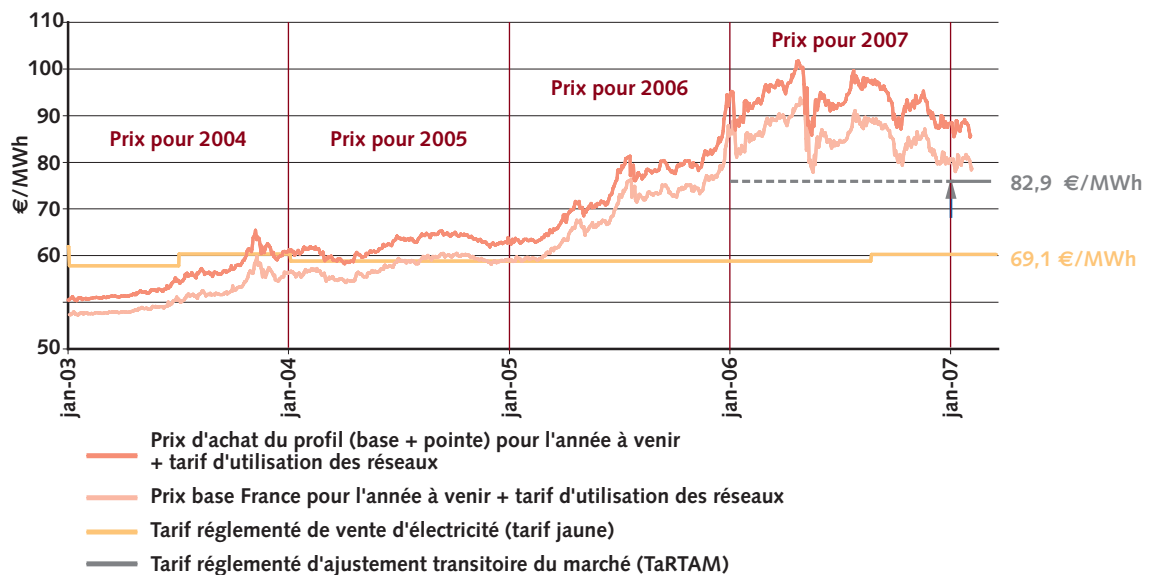
Cet écart est amplifié en raison d'une part fourniture des tarifs de vente, pour ces sites, qui ne reflète pas toujours la réalité des coûts de fourniture, voire qui est négative.

C. Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM)

Le TaRTAM est défini par un arrêté du ministre chargé de l'énergie en date du 3 janvier 2007. Son niveau est égal à celui du tarif réglementé de vente hors taxes augmenté de 23% pour les tarifs verts, 20% pour les tarifs jaunes et 10% pour les tarifs bleus (cf. p. 80)

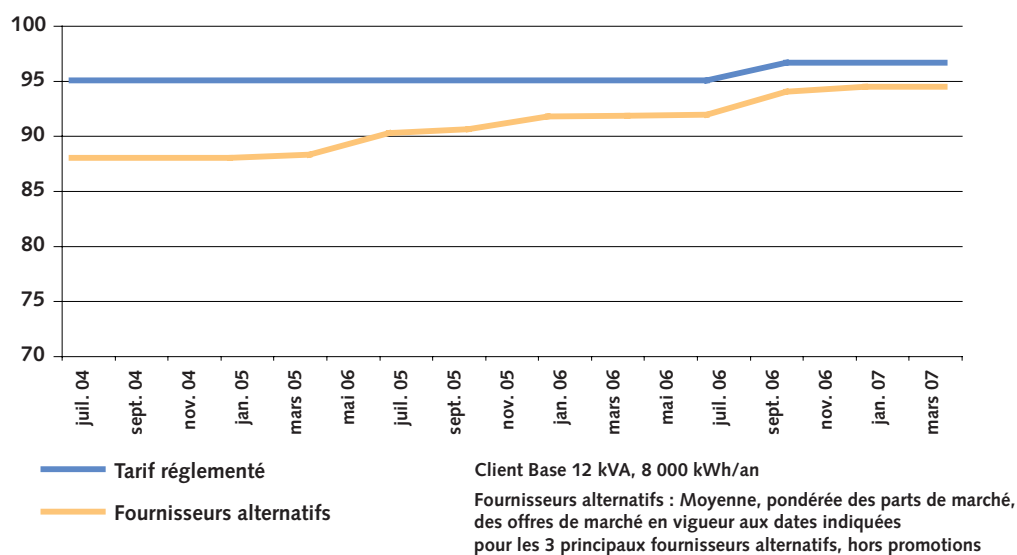
La comparaison de la part fourniture du TaRTAM avec les prix à terme pour 2007, sur lesquels sont ba-

Figure 38 : Sites « entreprises » de taille moyenne



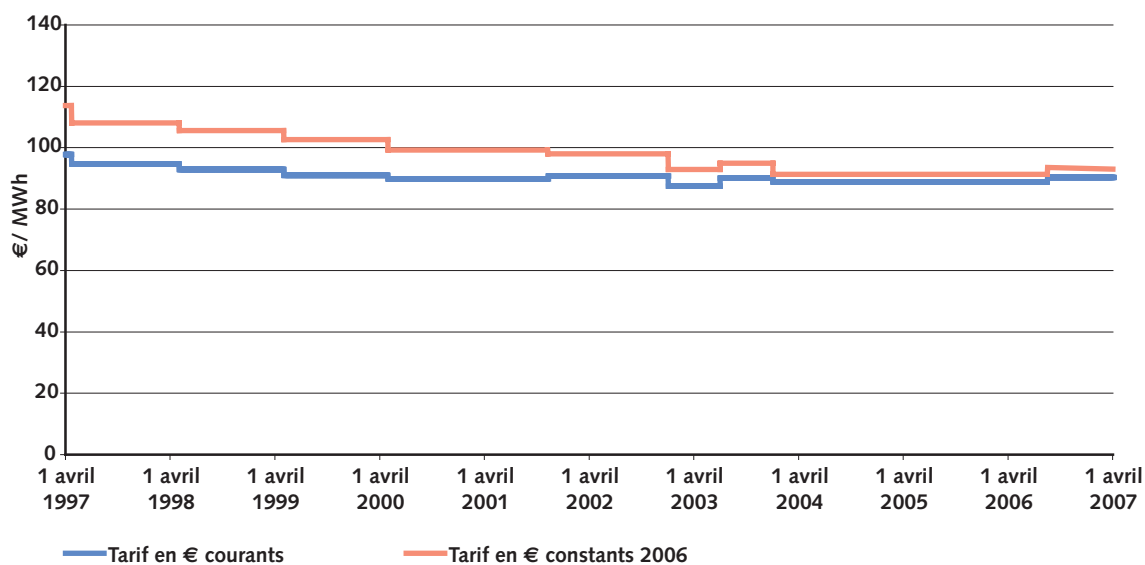
Source : CRE, avril 2007 d'après données EDF – Platts – Powernext

Figure 39 : Petits sites professionnels, prix hors taxes en euros courants



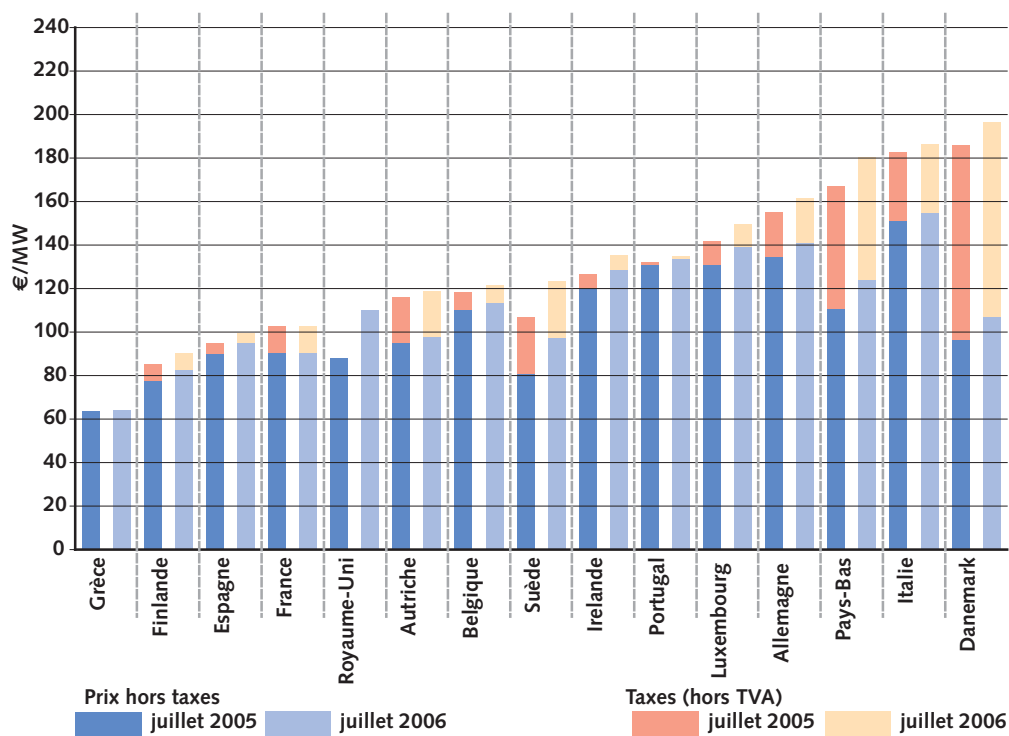
Source : données publiées par les fournisseurs - analyse CRE

Figure 40 : Évolution du tarif réglementé de vente d'électricité aux clients résidentiels
(hors taxes locales, CSPE, TVA)



Source : EDF, calculs CRE 2006

Figure 41 : Prix de l'électricité pour les clients résidentiels en Europe (hors TVA)



Client type Eurostat : - consommation : 3 500 kWh
- dont nuit : 1 300 kWh

Source : Eurostat, juillet 2005 et 2006

sées les offres de marché pour les moyens et grands sites explique que la grande majorité de ces sites antérieurement en offres de marché recoure au TaRTAM.

D. Augmentation des tarifs réglementés de vente le 15 août 2006

En juillet 2006, les tarifs réglementés de vente d'électricité pour les clients résidentiels en France (hors TVA) étaient en dessous de la moyenne des prix de l'Europe des 15 (102,9 €/MWh par rapport à 132,1 €/MWh).

Le 9 août 2006, la CRE a donné son avis sur l'évolution tarifaire projetée.

Pour rendre son avis sur le niveau des tarifs réglementés de vente d'électricité, la CRE a fondé son analyse sur un modèle financier élaboré à partir d'informations transmises par EDF. Ce modèle permet d'estimer le compte de résultat de l'activité de fourniture aux tarifs réglementés sur les différents seg-

ments de clientèle. Sur la base des résultats du modèle développé, la CRE a considéré que :

- la part fourniture des tarifs bleus permettait de couvrir les charges du fournisseur EDF et de financer les investissements nécessaires à cette activité, notamment grâce à la baisse en 2006 du tarif d'utilisation des réseaux publics ;
- pour les tarifs jaunes et verts, la hausse proposée ne permettait pas d'atteindre ces objectifs.

Les tarifs réglementés de vente d'électricité ont augmenté, le 15 août 2006, de 1,7% en moyenne. La précédente augmentation était intervenue en juillet 2003. Pour les tarifs bleus, les tarifs réglementés de vente ont baissé d'environ 20%, en euros constants, depuis 10 ans (cf. figures 40 et 41).

2.6.2. Un ralentissement des ventes au prix de marché

Au 1^{er} avril 2007, soit près de trois ans après l'ouverture des marchés à l'ensemble des professionnels et collectivités locales, 766 000 sites sont titulaires d'un contrat au prix de marché (cf. figure 42). Il s'agit pour plus de 95% d'entre eux de petits sites. Sur le dernier trimestre 2006, le nombre de sites titulaires d'un contrat au prix de marché a augmenté de 64 000 sites contre 145 000 sites au dernier trimestre 2005. Ce ralentissement des ventes des contrats au prix de marché à des petits sites découle de deux effets :

- un effet de ciseau tarifaire dont sont victimes les fournisseurs alternatifs, qui s'approvisionnent sur le marché de gros, dont le prix a presque doublé depuis 2004, et doivent, pour attirer des clients, vendre à un prix inférieur au tarif réglementé, qui n'a augmenté que de 1,7% sur la même période ;
- un ralentissement du placement d'offres de marché par le fournisseur EDF.

La création du TaRTAM a fait revenir, transitoirement, des clients dans un régime tarifaire administré (cf. p. 80). En outre, à sa mise en place, le TaRTAM a conduit à moins de changements de fournisseur sur les segments des sites grands et moyens. Certains fournisseurs alternatifs ont arrêté de recruter de nouveaux clients, de peur que ceux-ci demandent par la suite le TaRTAM : ils estimaient ne pas avoir la garantie d'être intégralement compensés de la différence entre le prix de vente prévu au contrat et le niveau de la part fourniture du TaRTAM.

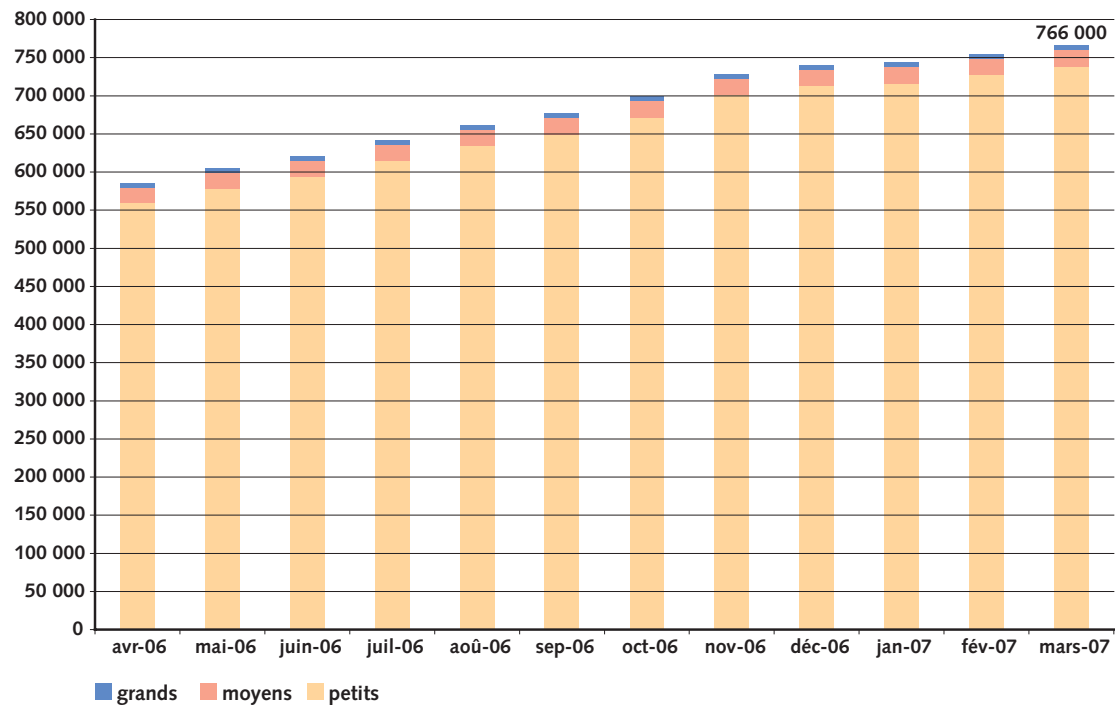
Encadré 25 : Couverture des coûts par les tarifs réglementés de vente d'électricité

La loi du 10 février 2000 prévoit que les tarifs réglementés « couvrent l'ensemble des coûts supportés à ce titre par EDF », soit :

- les coûts de l'acheminement (couverts par le tarif d'utilisation des réseaux proposé par la CRE) ;
- les coûts de la fourniture, constitués :
 - des coûts complets de production du parc national (coûts fixes d'investissement et charges d'exploitation),
 - des coûts commerciaux (marketing et vente),
 - des charges de gestion clientèle (service client, facturation, recouvrement, impayés...).

Pour se prononcer sur le niveau exact de l'augmentation nécessaire des tarifs réglementés, la CRE doit disposer des éléments de comptabilité analytique propres à chaque tarif. Cette exigence est désormais inscrite dans la loi du 7 décembre 2006.

Figure 42 : Nombre de sites titulaires d'un contrat au prix de marché



Source : CRE d'après GRD, RTE

2.6.3. Un marché fortement concentré

Au 1^{er} avril 2007, 17 fournisseurs alternatifs possèdent au moins un client en portefeuille (cf. tableau 4). Les clients petits et moyens consommateurs ont un choix de fournisseurs plus réduit que les grands consommateurs. Il en va de même pour les clients situés dans les zones de desserte des ELD dans lesquelles n'opèrent en général qu'un ou deux fournisseurs.

Les parts de marché des fournisseurs alternatifs restent faibles : parmi les 16,5% de sites professionnels qui sont titulaires d'un contrat au prix de marché, seuls 6,4% ont fait le choix d'un fournisseur alternatif (cf. figure 43). La part de la consommation des sites

éligibles alimentée par les fournisseurs alternatifs est de 12,4% (cf. figure 44).

Tableau 4 : Nombre de fournisseurs alternatifs sur le marché

	Tous sites	Grands	Moyens	Petits
Nombre de fournisseurs alternatifs actifs	17	15	6	6

Source : CRE d'après GRD, RTE

Figure 43 : Pourcentage des sites non résidentiels titulaires d'un contrat au prix de marché au 1^{er} avril 2007, rapporté au nombre total de sites éligibles

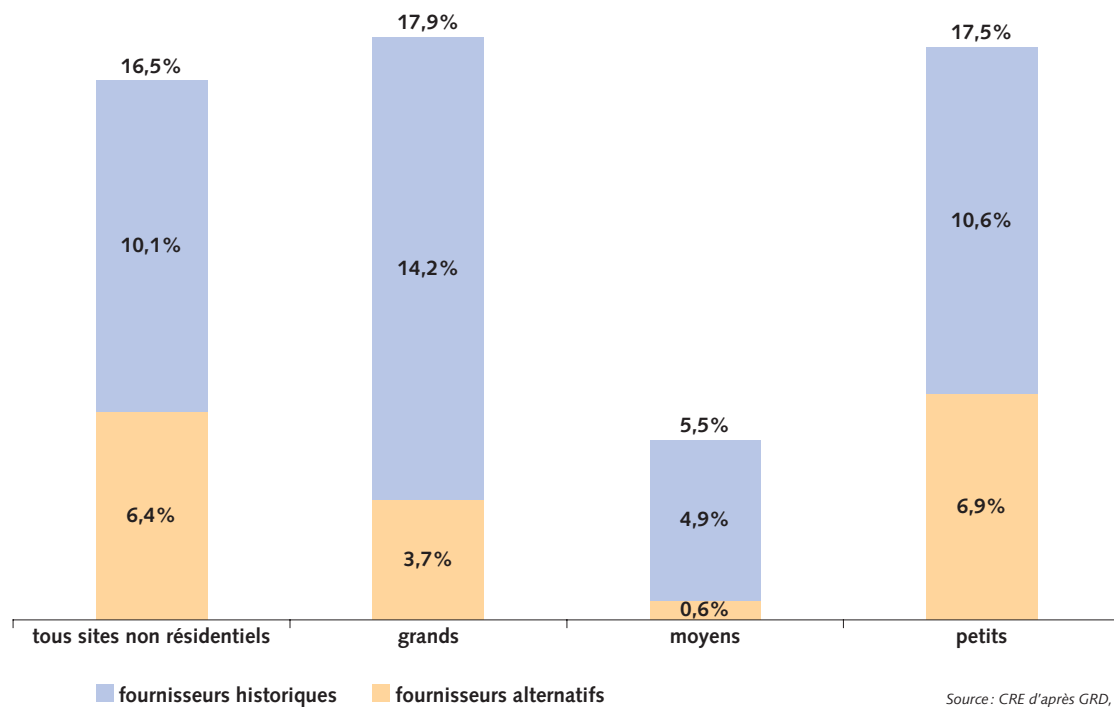
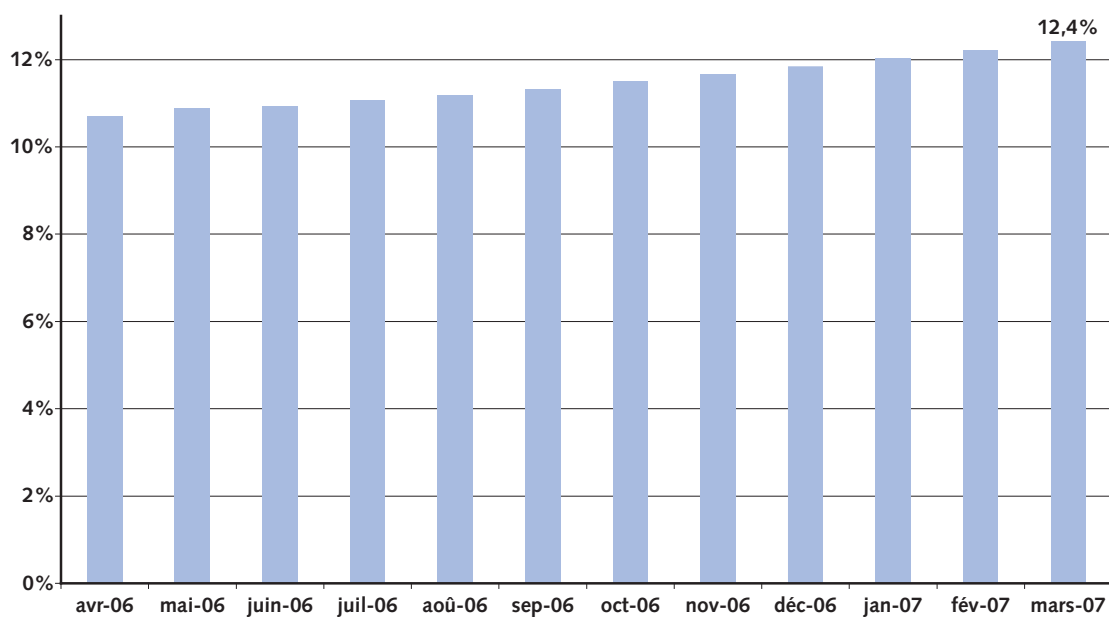


Figure 44 : Consommation des sites non résidentiels alimentée par les fournisseurs alternatifs



3. Les marchés du gaz naturel

3.1. Le marché français du gaz : chaîne de valeur et bilan physique

3.1.1. Les activités de production, de négoce et de fourniture sont ouvertes à la concurrence

La chaîne de valeur commerciale du gaz naturel se décompose en cinq étapes : production, négoce, transport / distribution, stockage et fourniture aux clients finals (cf. figure 45).

Total assure plus de 96% de la production française. Les volumes de production sont très limités au regard de la consommation nationale.

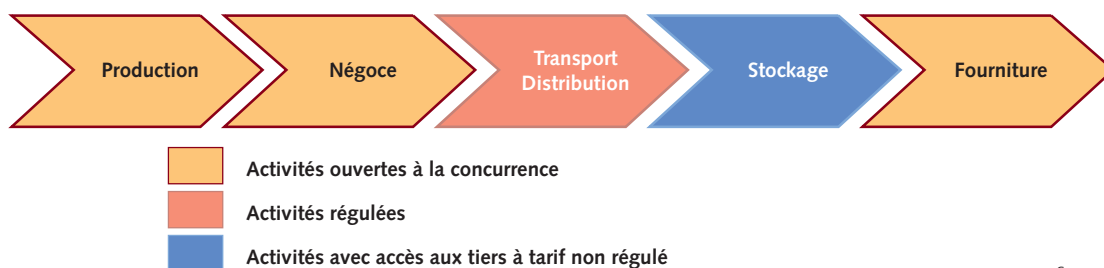
• Les opérateurs

Le négoce (ou *trading*) consiste en l'échange de grands volumes de gaz. Une vingtaine d'opérateurs sont actifs sur le marché de gros français. On peut distinguer deux types d'acteurs :

- les fournisseurs ; ils interviennent sur le marché pour couvrir la consommation de leurs clients finals et valoriser la flexibilité de leurs contrats d'approvisionnement,
- les négociants (ou *traders*), qui n'ont pas de clients finals ; ils achètent et revendent du gaz pour profiter d'opportunités liées au niveau des prix en France, en Europe et sur le marché court terme du GNL.

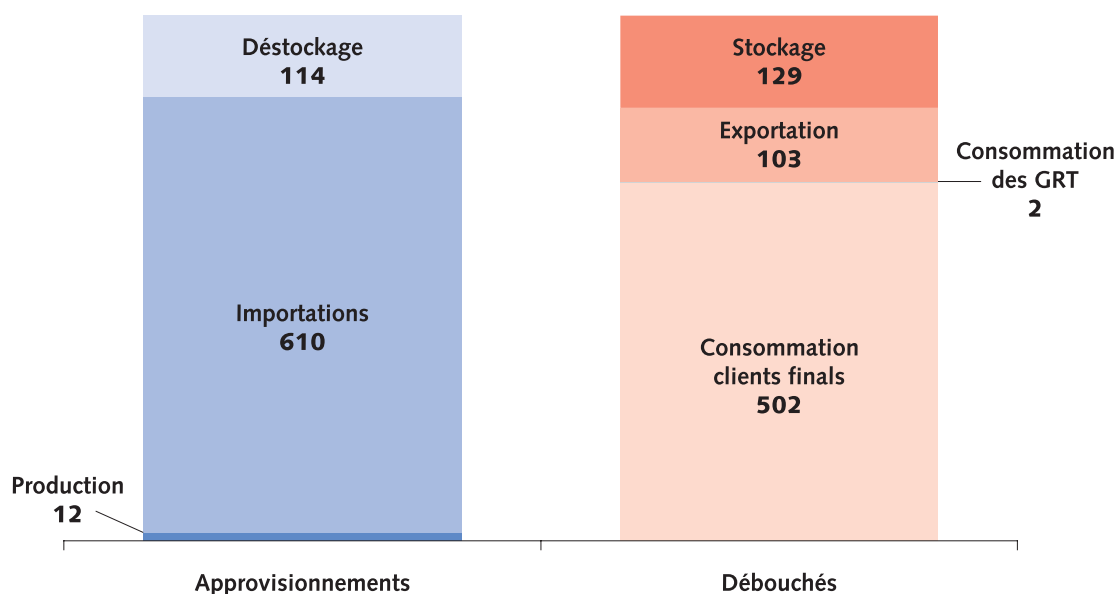
Certains fournisseurs ont développé une activité de *trading*. Cette activité est généralement gérée de manière indépendante des activités de fourniture.

Figure 45 : La chaîne de valeur commerciale du gaz



Source : CRE

Figure 46 : Le bilan du marché français en 2006 (TWh)



Source : CRE, d'après GRTgaz et TIGF

L'essentiel des volumes alimentant aujourd'hui le marché français font l'objet de contrats d'importation de long terme avec les producteurs internationaux.

L'activité de transport et de distribution est assurée par les gestionnaires des réseaux publics. L'accès aux réseaux français est ouvert aux tiers et régulé. GRTGaz, filiale de Gaz de France, et TIGF, filiale de Total, gèrent deux zones distinctes du réseau de transport français. Le réseau de distribution est géré par Gaz de France Réseau de Distribution, et par 23 ELD.

Comme la directive du 26 juin 2003 en laissait la possibilité, en France, l'accès des tiers au stockage n'est pas régulé : il est négocié. Les stockages sont gérés par Gaz de France (DGI) dans les zones GRTGaz, et par TIGF dans sa zone.

La fourniture désigne la vente de gaz aux clients finals, c'est-à-dire qui consomment effectivement le gaz, sans le revendre. Cette activité est ouverte à la concurrence, à l'exception de la vente aux clients résidentiels, qui devront attendre le 1^{er} juillet 2007 pour pouvoir choisir leur fournisseur. 17 sociétés exercent une activité de fourniture en France.

3.1.2. Les importations sont essentiellement liées à la fourniture des clients finals et aux transits

L'approvisionnement des consommateurs français est assuré quasi-exclusivement par des importations. La production française voit ses volumes décliner de manière régulière : en 2006, elle n'a représenté que 2,6% de la consommation intérieure. La figure 46 représente les sources d'approvisionnement et les débouchés des fournisseurs de gaz en France en 2006.

3.2. Les échanges aux points d'entrée-sortie

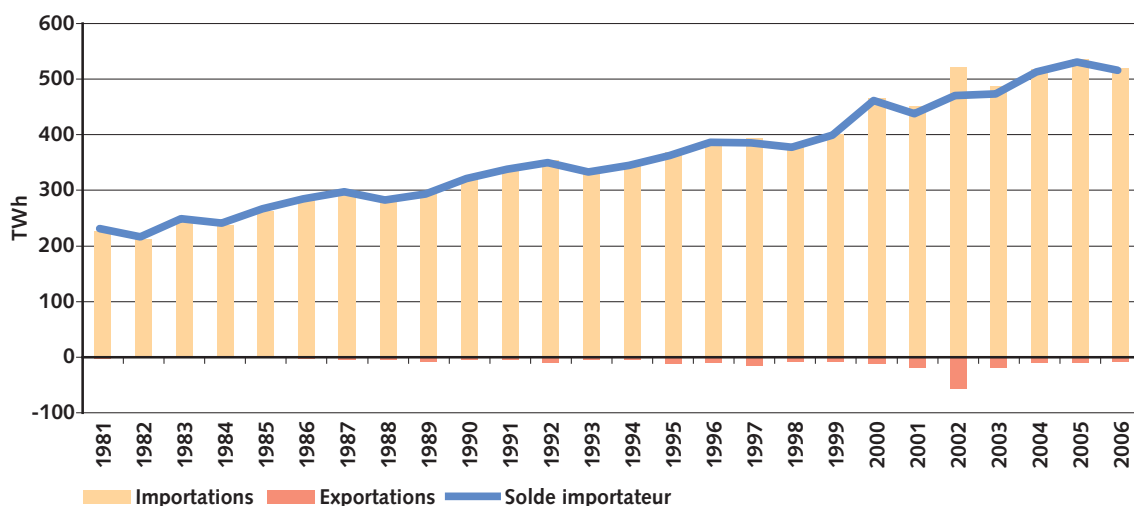
3.2.1. Les importations françaises ont diminué

Sous l'effet de la diminution de la consommation intérieure, les volumes nets de gaz importés en France ont diminué de 2,9% entre 2005 et 2006.

17% du gaz importé en France est exporté, dans le cadre de contrats de transit ou d'arbitrages sur les marchés de court terme.

La figure 47 montre l'évolution des importations et exportations françaises depuis 1973.

Figure 47 : Importations et exportations de gaz en France depuis 1973 (hors transit)



Source : DGEMP

3.2.2. Les opérateurs historiques génèrent l'essentiel des flux aux frontières

Gaz de France et Total détiennent la quasi-totalité des capacités d'entrée de gaz en France. Au 31 décembre 2006, les deux opérateurs historiques avaient réservé 89% des capacités d'importation pour l'année 2007.

Ces réservations permettent à Gaz de France et Total d'assurer l'essentiel des importations de gaz. En 2006, 88% du gaz importé en France l'était par Gaz de France, et 6% par Total.

90% des exportations en 2006 ont été réalisées par Gaz de France.

Les figures 48 et 49 présentent les volumes importés et exportés par les opérateurs français.

3.2.3. Le GNL pourrait devenir, à moyen terme, une source d'approvisionnement alternative significative

Dans un premier temps, le renforcement des capacités d'entrée qui doivent être mises en service au cours des trois prochaines années (mise en service du terminal méthanier de Fos Cavaou et augmentation des capacités d'entrée à Obergailbach) aura un effet limité sur la concentration des approvisionnements français :

- 90% des capacités du terminal méthanier de Fos Cavaou (8,25 Gm³/an), qui doit être mis en service au dernier trimestre 2007, ont été réservées à long terme par Gaz de France et Total;

- un seul opérateur alternatif a réservé, à long terme, des capacités d'entrée significatives à Obergailbach, dans le cadre de l'augmentation de la capacité qui doit être mise en service en 2009 (5 à 6 Gm³/an).

À moyen terme, cinq terminaux méthaniers pourraient être mis en service entre 2011 et 2012 sur quatre sites : un à Dunkerque, un au Havre, deux au Verdon et un à Fos-sur-mer. Ces projets, menés par des concurrents de Gaz de France et de Total, constitueraient une source d'approvisionnement significative pour les opérateurs alternatifs : leur capacité cumulée d'importation serait d'au moins 30 Gm³/an, soit environ 40% de la consommation française prévisible à l'horizon 2012. Ces capacités seraient de nature à :

- faciliter la sécurisation des approvisionnements des fournisseurs alternatifs ;
- favoriser la liquidité du marché de gros, par l'intensification de la concurrence entre les différentes sources d'importation de gaz.

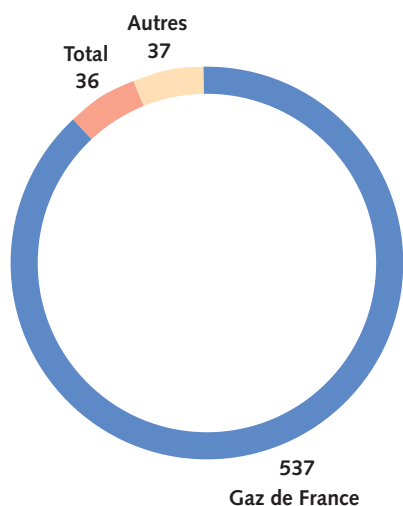
La régulation de l'accès aux terminaux méthaniers français est détaillée page 70.

3.3. Le négoce en France

3.3.1. Le marché de gros français est un marché de gré à gré

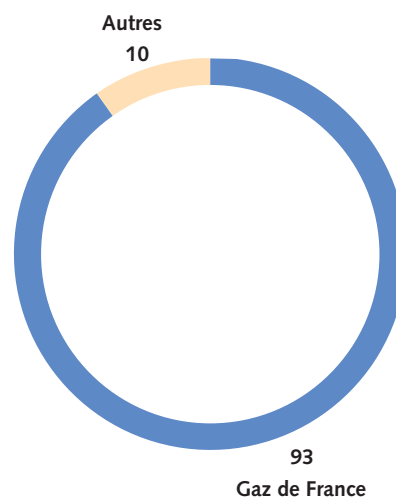
Les échanges de gaz en France font l'objet de transactions de gré à gré : il n'existe pas de marché organisé du gaz en France.

Figure 48: Importations de gaz en France en 2006 (TWh)



Source : CRE, d'après GRTGaz et TIGF

Figure 49: Exportations de gaz à partir de la France en 2006 (TWh)



Source : CRE, d'après GRTGaz et TIGF

Il faut distinguer deux types de transactions :

- les échanges effectués sur les points d'échange de gaz (PEG) ; les volumes de gaz sont transférés entre les périmètres d'équilibre des deux contreparties dans l'une des cinq zones d'équilibrage transport ; l'acheteur dispose d'un contrôle complet du gaz ainsi obtenu, qu'il peut vendre, transporter vers une autre zone ou exporter ;
- les échanges effectués au point d'entrée d'un réseau de distribution (point d'interface transport-distribution – PITD) ; ces flux ne sont pas réversibles, car l'acheteur ne peut utiliser les volumes acquis que pour livrer ses clients dans la zone de distribution concernée.

3.3.2. L'activité sur le marché de gros français poursuit son développement mais elle reste limitée

A. Les volumes livrés continuent à croître

Les volumes livrés entre opérateurs sur le marché français ont connu une forte croissance au deuxième semestre 2006. Ainsi, alors que les volumes échangés au cours du quatrième trimestre 2006 étaient de 14 TWh, ils étaient, au 4^e trimestre 2006, de 26 TWh.

Comme l'illustre la figure 50, la progression a été particulièrement marquée dans les zones Nord et Est, où les volumes livrés ont plus que doublé au cours de l'année. Le PEG Nord est ainsi devenu le premier

point d'échange du marché français, avec 9,6 TWh livrés au cours du 4^e trimestre 2006.

En supprimant les coûts liés au transport de gaz d'une zone à une autre, la fusion des trois zones Nord, Ouest et Est, prévue au 1^{er} janvier 2009, favorisera le développement de la liquidité du marché français.

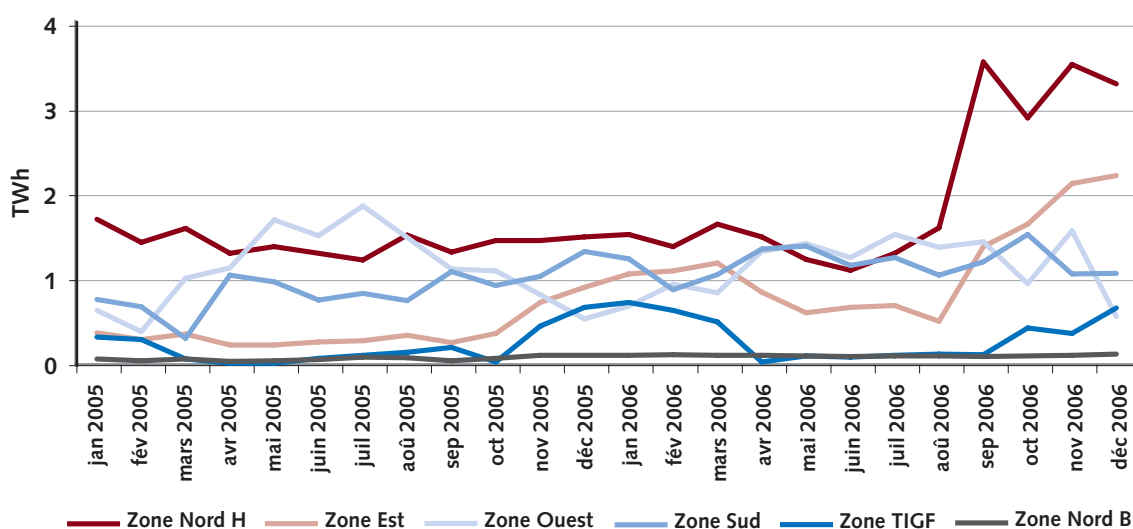
B. L'activité reste limitée par la forte intégration verticale du marché français

Les volumes échangés sur le marché de gros restent limités au regard de la consommation nationale. La concentration des importations et la forte intégration verticale entre les activités d'importation et de fourniture contribuent à cette faible liquidité. L'essentiel du gaz importé ou consommé en France n'est pas échangé sur le marché de gros, mais fait l'objet de transferts internes aux groupes intégrés.

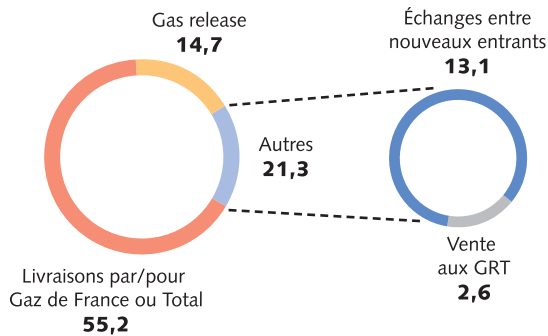
C. Les échanges restent très concentrés, mais l'activité des fournisseurs alternatifs est en progression

Les volumes échangés sur le marché français en 2006 sont restés très concentrés. 83% des volumes livrés entre opérateurs en 2006 ont été vendus ou achetés par Gaz de France ou Total. Seuls 17% des livraisons ont, donc, résulté de transactions entre nouveaux entrants. La figure 51 (cf. p. 108) détaille les livraisons nominées aux différents PEG en 2006.

Figure 50: Livraisons aux Points d'Échange (PEG, hors livraison de *Gas release*)



Source : GRTgaz, TIGF

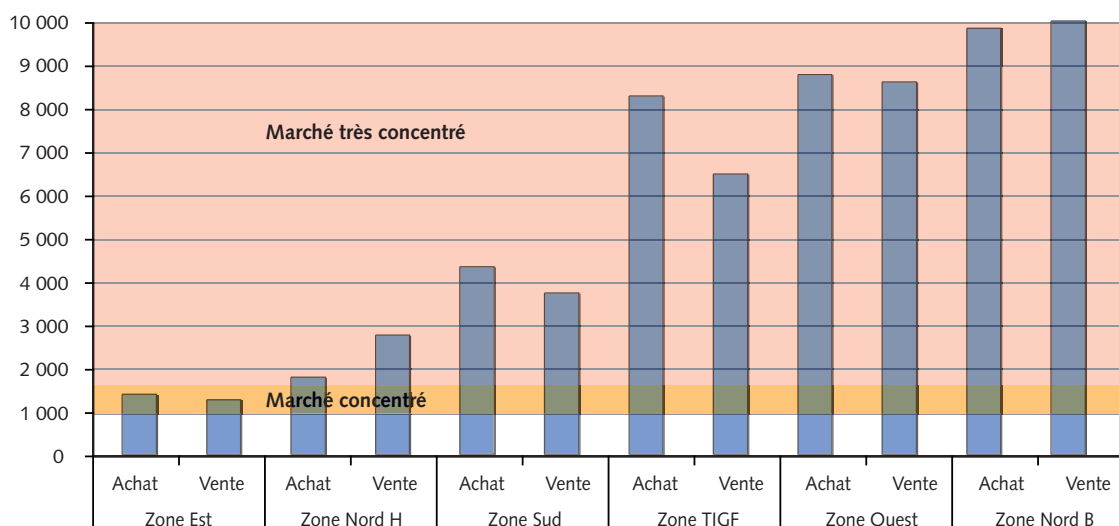
Figure 51 : Livraisons entre opérateurs sur le marché de gros français en 2006 (TWh)

Source : CRE, d'après GRTGaz, TIGF, Gaz de France, Total

La figure 52 illustre la concentration des achats (enlèvements) et des ventes (livraisons) sur les 6 PEG. Les PEG les plus liquides (Nord et Est) sont également les moins concentrés. L'indice de concentration utilisé est l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI – cf. encadré 21 p. 85).

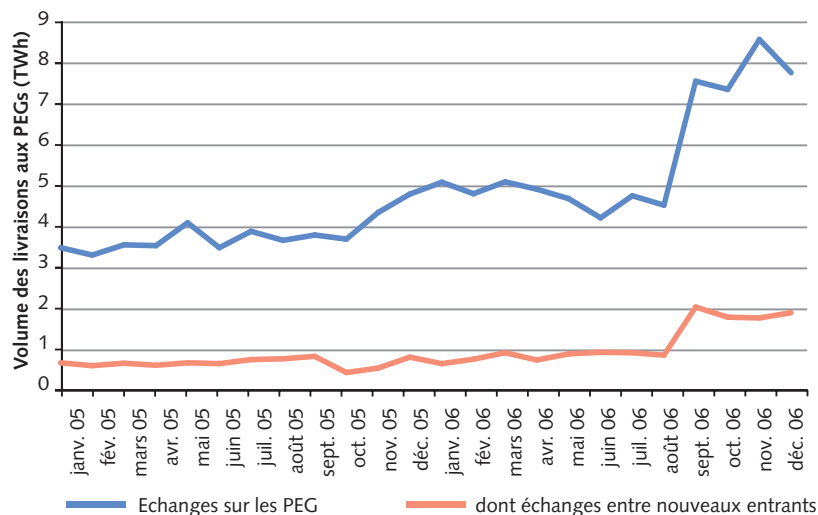
Si les livraisons aux PEG sont concentrées, voire très concentrées, la part des opérateurs alternatifs a progressé en 2006. Elle est ainsi passée de 15% au 4^e trimestre 2005 à 23% au 4^e trimestre 2006. La figure 53 montre que les volumes traités par les opérateurs alternatifs ont doublé depuis août 2006.

La faible liquidité du marché de gros français s'accompagne d'une présence limitée de *traders*. 15% des livraisons observées en 2006 avaient pour contrepartie un opérateur absent du marché de la fourniture aux clients finals.

Figure 52 : Indice de concentration (HHI) des livraisons aux PEG en 2006 (hors livraisons de *Gas release*)

Source : CRE d'après GRTGaz, TIGF, Gaz de France, Total

Figure 53: Activité des nouveaux entrants sur le marché de gros (hors Gas release)



Source : CRE d'après GRTgaz, TIGF, Gaz de France, Total

3.3.3. Les prix du gaz ont été très volatils

A. Les prix du gaz en Europe

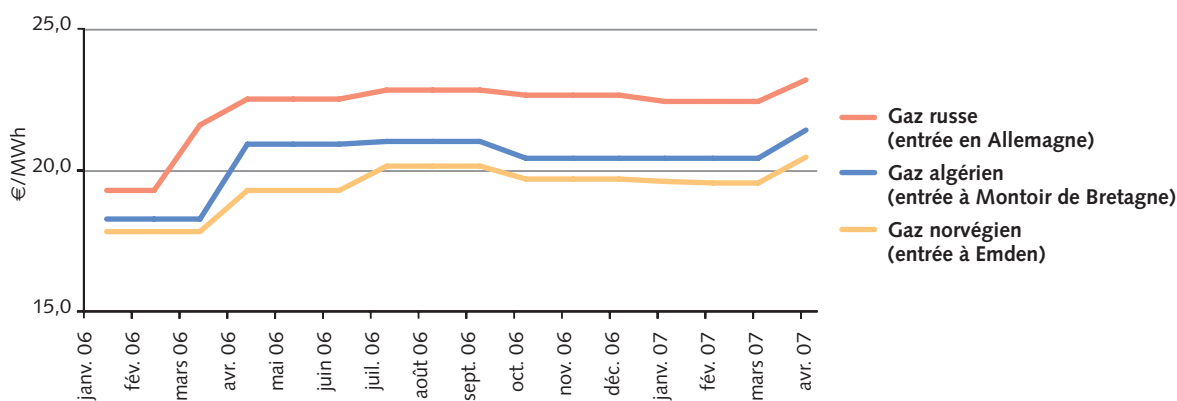
- Les prix des contrats à long terme

En Europe continentale, environ 90% du gaz est acheté dans le cadre de contrats à long terme. Les prix de ces contrats sont indexés sur ceux du fioul domestique et du fioul lourd, cotés en dollar, et, dans certains cas, sur la parité dollar/euro. Les évolutions à la hausse comme celles à la baisse sont décalées de quelques mois et lissées par rapport à celle des produits pétroliers.

Les prix des contrats ne sont pas communiqués, mais ils font l'objet d'estimations publiées par des cabinets spécialisés. Ils ont fortement augmenté au début de l'année 2006 (cf. figure 54). Ils se sont, depuis, stabilisés à un niveau élevé.

En avril 2007, les prix du GNL algérien en entrée à Montoir de Bretagne, du gaz russe et du gaz norvégien (tous deux en entrée en Allemagne) se sont établis respectivement à 21,5, 20,4 et 23,3 €/MWh. Quant au contrat Troll délivré à Zeebrugge, il a augmenté de 22% en 2006.

Figure 54: Prix des contrats à long terme – Frontière Europe Ouest



Source : Cre d'après Heren

- Les prix sur les places de marché

En Europe, trois places de marché (*hubs*) proposent des prix de référence pour les échanges en gros de gaz : en raison de la profondeur de son marché (très grande liquidité, nombre élevé d'acteurs), les prix établis sur le *hub* notionnel du *National Balancing Point* (NBP) au Royaume-Uni, représentent les prix directeurs pour les autres places de marchés européennes. En Europe continentale, les deux places de marché les plus importantes sont le *hub* physique de Zeebrugge en Belgique et le *hub* notionnel du *Title Transfer Facility* (TTF) aux Pays-Bas.

Les prix *spot day ahead* établis sur ces hubs sont les prix résultant de l'offre et de la demande de gaz pour une livraison le lendemain (cf. figure 55). Les différents prix *forward* sont ceux pour une livraison à différentes échéances standards (mois, trimestre, semestre, année).

D'autres places de marché ont vu le jour en Europe continentale : BEB dans le nord de l'Allemagne, PSV en Italie, Baumgarten en Autriche, mais leur liquidité est encore très faible. L'évolution des places de marché en France (PEG) est traitée ci-dessus.

- Les prix *spot*

L'année 2006 et le début de l'année 2007 ont connu une très forte volatilité des prix *spot*. Le début de l'année 2006 avait été marqué par une flambée des

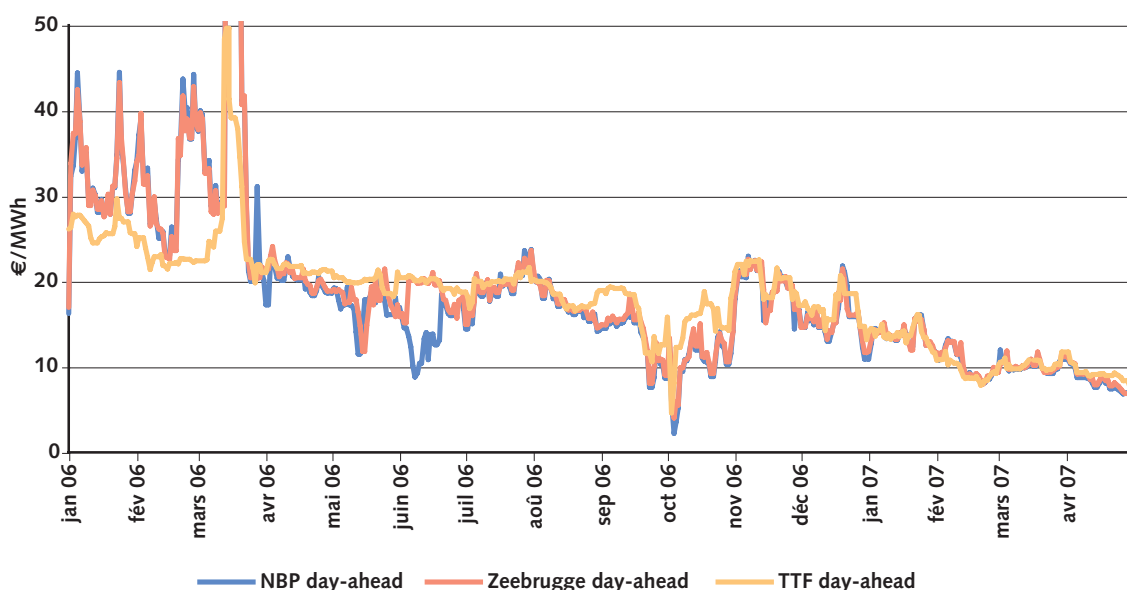
prix (80 €/MWh le 14 mars 2006 au NBP et à Zeebrugge) du fait de problème d'approvisionnement du marché britannique (déclin de la production en mer du Nord depuis 2004, sous-utilisation infrastructures d'importation britannique, notamment de l'Interconnector IUK, explosion sur le site de stockage de Rough) et de craintes concernant l'approvisionnement de l'ensemble du marché européen (crise du gaz entre l'Ukraine et la Russie).

À partir d'avril 2006, les prix ont considérablement diminué, pour rester stables durant l'été (été classique) avant de s'effondrer temporairement au Royaume-Uni en octobre 2006, à 5 €/MWh. Après être remontés à 20 €/MWh en novembre et décembre 2006, les prix *spot* européens sont redescendus jusqu'aux alentours de 10 €/MWh, en avril 2007, ce niveau n'ayant pas été observé depuis la mi-2004.

Cette stabilisation de prix à un bas niveau s'explique par :

- tout d'abord, la mise en place de nouvelles capacités d'importation vers le Royaume-Uni en octobre et novembre 2006, qui ont supprimé les goulots d'étranglement qui existaient dans le transport de gaz : démarrage, plus tôt que prévu, du nouveau gazoduc Langeled (d'une capacité de 20 Gm³/an), qui importe du gaz norvégien, entrée en service du gazoduc BBL d'une capacité de 15 Gm³/an et accroissement de la capacité de l'Interconnector dans le sens Zeebrugge-Bacton de 16,5 à 23,5 Gm³/an ;

Figure 55 : Prix *day ahead* des trois marchés spot européens 2006-2007



Source : CRE d'après Platts

- la remise en service de Rough et l'arrivée de cargos au terminal GNL d'Isle of Grain fin 2006 et début 2007 ;
- la clémence des températures hivernales.

L'hiver 2006-2007 a ainsi été caractérisé par un surplus de gaz sur les marchés.

En raison de la faiblesse des prix *spot* et des niveaux élevés des contrats à long terme, les prix de marché sont restés inférieurs à ceux des contrats durant l'hiver 2006-2007.

- Les prix *forward*

Début 2006, les prix *forward gas year* au NBP ont atteint des niveaux très élevés, jusqu'à 50 €/MWh. En moyenne, ils ont été nettement supérieurs aux prix des contrats à long terme. Cette situation pénalisait les nouveaux fournisseurs, qui ne disposaient pas de contrats à long terme (cf. figure 56).

À partir d'avril 2006, les cotations annuelles ont fortement baissé, revenant aux niveaux observés en 2002 et 2003. Les prix sont ainsi passés de 33 €/MWh à environ 20 €/MWh à la fin mars 2007. Cette chute des prix annuels s'explique par l'arrivée de nouvelles sources de gaz au Royaume-Uni ainsi que par l'influence des prix *spot* sur le *forward* annuel. De plus, le repli des prix des produits pétroliers a également exercé une pression baissière sur le prix *forward* annuel.

La perception du marché gazier britannique a changé : les acteurs semblent plus confiants quant à l'approvisionnement en gaz de l'hiver 2007-2008 au Royaume-Uni compte tenu des nouvelles capacités d'importation en place et à venir. L'ensemble de ces facteurs a résorbé la prime de risque du *forward* annuel.

B. Les prix du gaz en France

Deux types de prix coexistent en France : les prix des contrats d'importation de long terme, et les prix de marché.

L'essentiel des volumes de gaz importés en France sont livrés dans le cadre de contrats de long terme. Ces contrats fixent en particulier :

- le prix du gaz enlevé par l'acheteur : ce prix inclut le transport jusqu'au point d'entrée en France ; il est, généralement, indexé sur le cours de différents produits pétroliers ;
- la flexibilité des enlèvements de gaz : des clauses de *take or pay* prévoient des volumes minimum et maximum pouvant être importés chaque jour, chaque année, voire au cours d'une période pluriannuelle.

Les fournisseurs qui disposent de contrats de long terme s'approvisionnent à un prix fixé. Ils disposent d'une flexibilité importante dans les volumes qu'ils peuvent acheter dans le cadre de ces contrats. Ils peuvent valoriser cette flexibilité sur les marchés – à l'achat ou à la vente – en fonction du prix d'enlève-

Figure 56 : Évolution du *forward gas year* sur le NBP



ment de leurs contrats, des prix du marché français et des marchés voisins et de l'état de leurs stocks.

Il n'existe pas de marché organisé du gaz en France. Il n'existe donc aucune référence transparente de prix de marché. Le seul indice de prix disponible est une évaluation, publiée par l'agence Argus, du prix des transactions pour livraison en zone Nord. Cet indice de prix est publié depuis décembre 2005 et sa fiabilité reste à démontrer.

La figure 57 illustre l'évolution comparée des prix *spot* sur les marchés européens et du prix estimés des contrats de long terme.

Le prix *spot* sur le marché français connaît des variations généralement proches de celles observées sur le *hub* de Zeebrugge. Toutefois, ces prix ne sont pas égaux. Les prix français ont été inférieurs aux prix Zeebrugge jusqu'en avril 2006, et le sont, à nouveau, depuis mi-décembre 2006.

Les prix de marché ont été, depuis avril 2006, inférieurs au prix estimé des contrats de long terme. Les

fournisseurs français disposant de contrats d'importation de long-terme ont, donc, été incités, pendant toute la période, à limiter l'utilisation de ces contrats et à acheter du gaz sur les marchés français et européens.

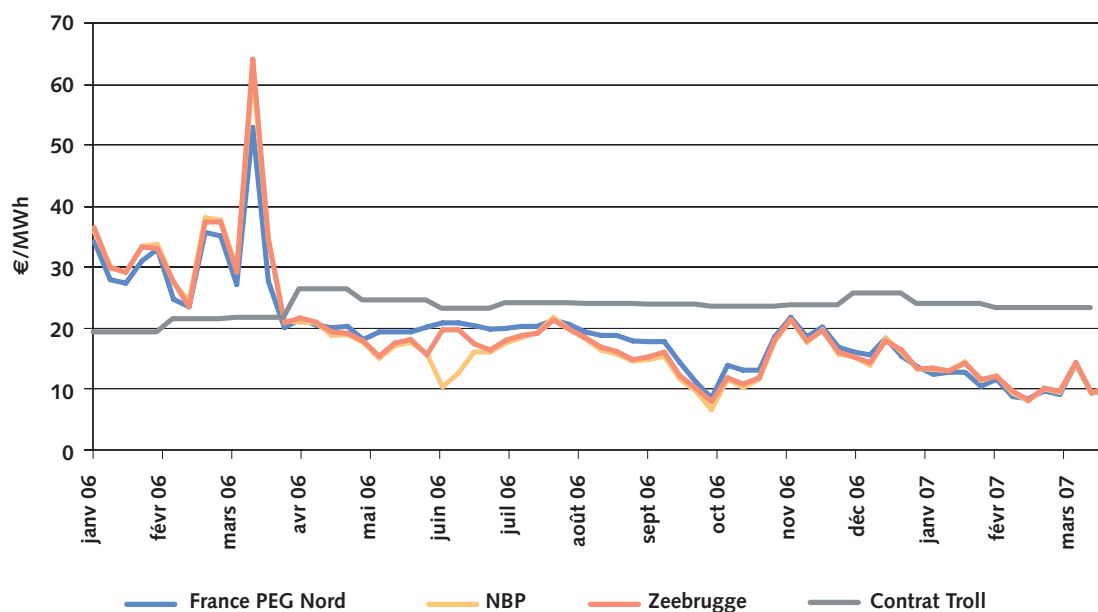
3.4. Les ventes de gaz aux gestionnaires de réseaux

Les gestionnaires de réseau de transport consomment du gaz : comme carburant, pour le fonctionnement d'appareillages – dont certaines stations de compression – mais également lors d'interventions sur des conduites ou à l'occasion de la mise en gaz d'ouvrages neufs. En outre, des fuites se produisent sur les réseaux.

GRTGaz et TIGF sont tenus de se procurer l'énergie nécessaire à leur consommation selon des procédures concurrentielles, non discriminatoires et transparentes. À cette fin, ils organisent des appels d'offre réguliers.

Ces achats sont modestes au regard du volume total de l'activité de fourniture. En 2006, GRTGaz a soutiré 2,7 TWh, et TIGF 0,3 TWh.

Figure 57 : Prix *spot* du gaz en France et en Europe (moyenne hebdomadaire)



Source : Argus, Platts

3.5. Les marchés de détail : état de l'ouverture et évolution des tarifs réglementés de vente

Les industries du secteur de l'énergie en France contribuent au PIB à hauteur de 2,5%. Au sein de ce secteur, l'industrie gazière a une facture énergétique positive, la France étant importatrice nette de gaz. La croissance de la consommation au cours des 30 dernières années est liée à un développement de la consommation des secteurs tertiaire et résidentiel et, dans une moindre mesure, à l'augmentation des besoins de l'industrie.

Comme le montre la figure 58, la consommation de gaz naturel en France était étroitement liée à l'activité économique jusqu'au début des années 90. Elle a ensuite cru plus rapidement que cette dernière. Depuis 1995, le taux de croissance annuel de la consommation de gaz naturel s'est établi en moyenne à 3%. En 2006, la consommation française a atteint 511 TWh.

Depuis le 1^{er} juillet 2004, tous les clients non résidentiels ainsi que les collectivités locales, soit 688 000 sites,

représentant 75% de la consommation de gaz naturel, peuvent choisir leur fournisseur de gaz naturel. À compter du 1^{er} juillet 2007, l'ensemble des consommateurs, soit 12 millions de sites, sont libres de choisir leur fournisseur de gaz naturel.

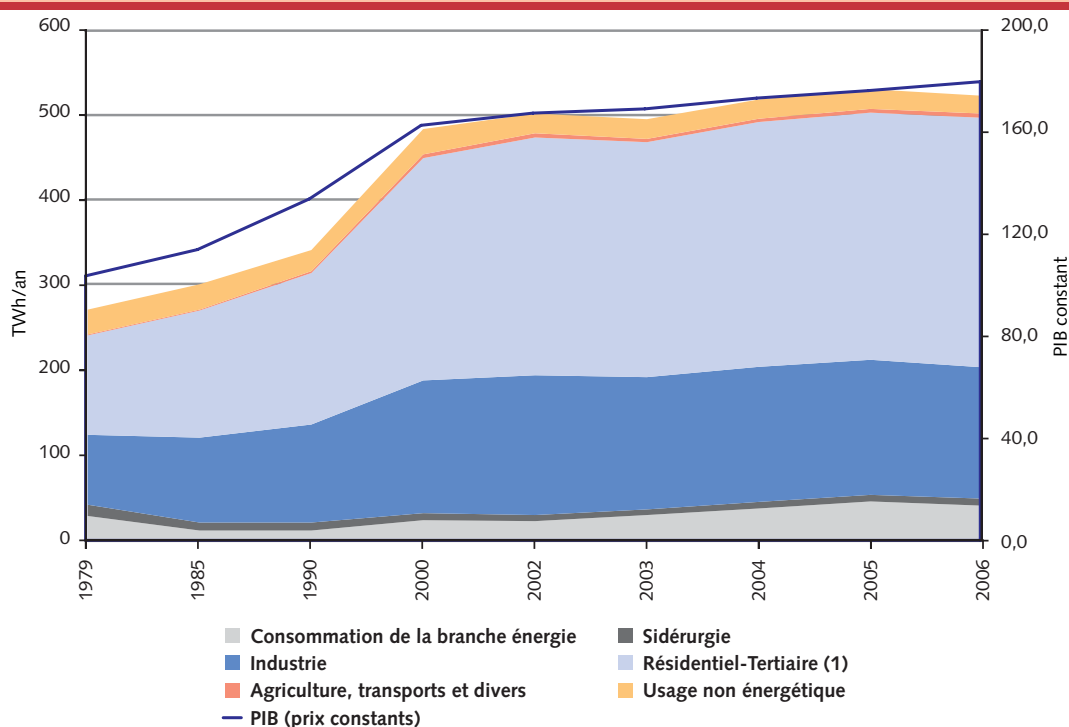
3.5.1. Les prix proposés aux clients

Depuis le 1^{er} juillet 2004, tous les clients non résidentiels ont le choix entre deux types d'offres :

- les tarifs réglementés de vente (cf. encadré 27), proposés par les fournisseurs historiques (Gaz de France, Tegaz et les 23 ELD) et fixés par les pouvoirs publics après avis de la CRE. Ils s'appliquent aux clients qui n'ont pas souscrit une offre de marché ;
- les offres de marché, proposées par tous les fournisseurs 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 du marché de gros. Pour les petits clients, le prix est défini par rapport au tarif régle-

Figure 58 : Consommation de gaz naturel par secteur et activité économique



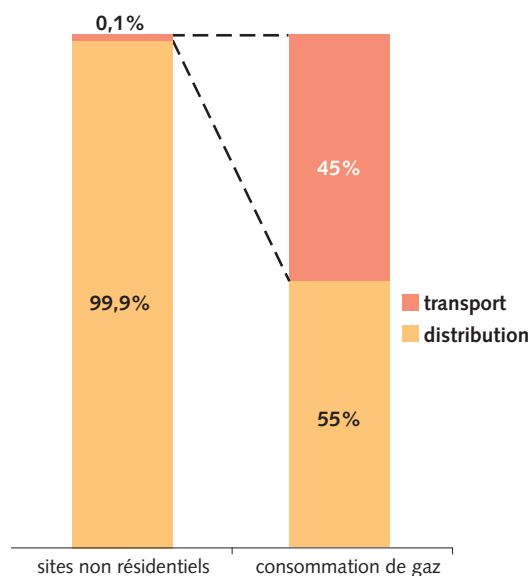
(1) Données corrigées du climat.

Source : CRE d'après Observatoire de l'énergie, Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie

Encadré 26 : La segmentation de la clientèle non résidentielle retenue par la CRE

Le marché de la clientèle non résidentielle est divisé en deux segments :

- les clients raccordés au réseau de transport : ces sites sont essentiellement des sites industriels, de tous secteurs (sidérurgie, papeteries, industries chimiques). Ce segment représente 0,1% du nombre des sites non résidentiels, mais 45% de la consommation de gaz des non résidentiels.
- les clients raccordés au réseau de distribution : ces sites correspondent au marché de masse des professionnels (petites industries, PME/PMI, artisans, commerces). Ce segment représente 99,9% du nombre de site éligibles, mais seulement 55% de la consommation de gaz des non résidentiels.

Répartition de la consommation des sites non résidentiels

Source : CRE d'après GRD, GRT (données 2006)

menté, avec des offres différentes suivant les fournisseurs :

- un abonnement moins cher et un prix de l'énergie équivalent ;
- un abonnement moins cher et un prix de l'énergie moins cher ;
- une offre identique aux tarifs.

Depuis le 1^{er} juillet 2007, les consommateurs particuliers disposent du même choix.

Encadré 27 : Les tarifs réglementés de vente de gaz naturel

Les tarifs réglementés de vente de gaz naturel intègrent :

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

Les tarifs réglementés de vente sont proposés par les fournisseurs historiques. Ils sont fixés conjointement par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie après avis de la CRE.

Les tarifs à souscription :

Ils s'appliquent aux consommateurs de gaz directement raccordés au réseau de transport et aux clients raccordés à un réseau de distribution qui consomment plus de 4 GWh par an. Ces clients sont tous éligibles depuis le 1^{er} juillet 2004, dans le cadre de l'ouverture totale du marché aux professionnels.

Les fournisseurs historiques qui proposent des tarifs à souscription sont Gaz de France, TEGAZ, et certaines entreprises locales de distribution (ELD) sur leurs zones de desserte, en particulier Gaz de Strasbourg, Gaz et Électricité de Grenoble et Gaz de Bordeaux.

Les tarifs en distribution publique :

Ils concernent l'ensemble des consommateurs (professionnels et résidentiels) raccordés à un réseau de distribution, et consommant moins de 4 GWh par an.

Les fournisseurs historiques qui proposent des tarifs en distribution publique sont Gaz de France et 23 ELD sur leurs zones de desserte, dont les plus importantes sont Gaz de Bordeaux, Gaz de Strasbourg, Gaz et Électricité de Grenoble et Vialis.

3.5.2. L'évolution des tarifs réglementés de vente de gaz

Les évolutions des tarifs réglementés de vente de gaz naturel doivent refléter l'évolution des coûts d'approvisionnement en gaz et des coûts propres des fournisseurs.

La formule reflétant l'évolution des coûts d'approvisionnement dépend du portefeuille d'approvisionnement de chaque fournisseur.

Les tarifs réglementés de vente de gaz sont révisés 4 fois par an (le 1^{er} janvier, 1^{er} avril, 1^{er} juillet et 1^{er} octobre), à l'exception des tarifs en distribution publique de Gaz de France dont la fréquence d'évolution n'est plus fixée depuis mai 2006. Les tarifs en distribution publique de Gaz de France n'ont pas évolué depuis le 1^{er} mai 2006. Par décision du gouvernement, toute évolution de ces tarifs avait été écartée avant le 1^{er} juillet 2007 (cf. figure 59).

A. Les tarifs de vente en distribution publique

Les tarifs réglementés en distribution publique des ELD ont tous évolué à la hausse entre avril et octobre 2006, à cause de l'augmentation des prix des

produits pétroliers, qui s'était répercutée sur les coûts d'approvisionnement des ELD.

Par la suite, la baisse des prix de ces produits a commencé à induire un mouvement à la baisse des tarifs en distribution publique, dès janvier 2007 pour certaines ELD.

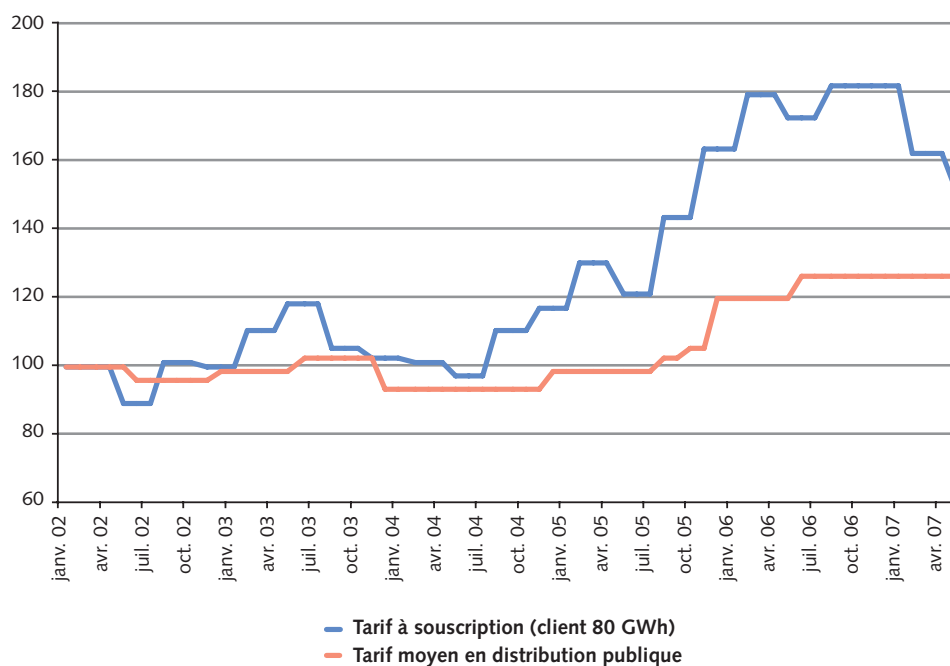
Entre juillet 2006 et mai 2007, sur 62 barèmes de tarifs en distribution publique déposés, la CRE a rendu 3 avis défavorables, car l'évolution demandée ne reflétait pas celle des coûts. Les ELD concernées ont modifié leurs tarifs pour se conformer aux avis de la CRE.

B. Les tarifs de vente à souscription

La baisse des produits pétroliers depuis septembre 2006 s'est répercutée sur les tarifs à souscription de Gaz de France en janvier 2007 (-2,85 €/MWh) et avril 2007 (-1,63 €/MWh).

Entre juillet 2006 et mai 2007, sur 14 barèmes de tarifs à souscription déposés, la CRE a rendu un avis défavorable sur le barème déposé par une ELD, car l'évolution demandée ne reflétait pas celle de ses

Figure 59 : Évolution des tarifs réglementés de Gaz de France (base 100 : janvier 2002)



Source : CRE

coûts. À la demande du ministre de l'économie, des finances et de l'industrie, l'ELD concernée a appliqué le barème qu'elle avait déposé.

3.5.3. L'accroissement des ventes au prix de marché

Au 1^{er} avril 2007, soit presque trois ans après l'ouverture totale des marchés à l'ensemble des clients non résidentiels, environ 117 800 sites sont titulaires d'un contrat au prix de marché (cf. figure 60). Sur le dernier trimestre 2006, le nombre de sites titulaires d'un contrat au prix de marché a augmenté de 14 700 sites contre 12 500 sites au dernier trimestre 2005. Cet accroissement des ventes des contrats au prix de marché résulte de l'arrivée de nouveaux fournisseurs alternatifs sur le marché de détail du gaz, et notamment sur le marché des petits consommateurs professionnels.

3.5.4. La forte concentration du marché de détail

Au 1^{er} avril 2007, 15 fournisseurs alternatifs possèdent au moins un client en portefeuille (cf. tableau 5). La majorité des fournisseurs est positionnée sur les clients raccordés au réseau de transport, qui consomment les plus grandes quantités de gaz naturel. Certains

fournisseurs, après avoir acquis une expérience de l'activité, ont élargi leur activité de fourniture aux clients raccordés au réseau de distribution de Gaz de France. Sur les zones de desserte des ELD, les fournisseurs alternatifs sont quasiment inexistants.

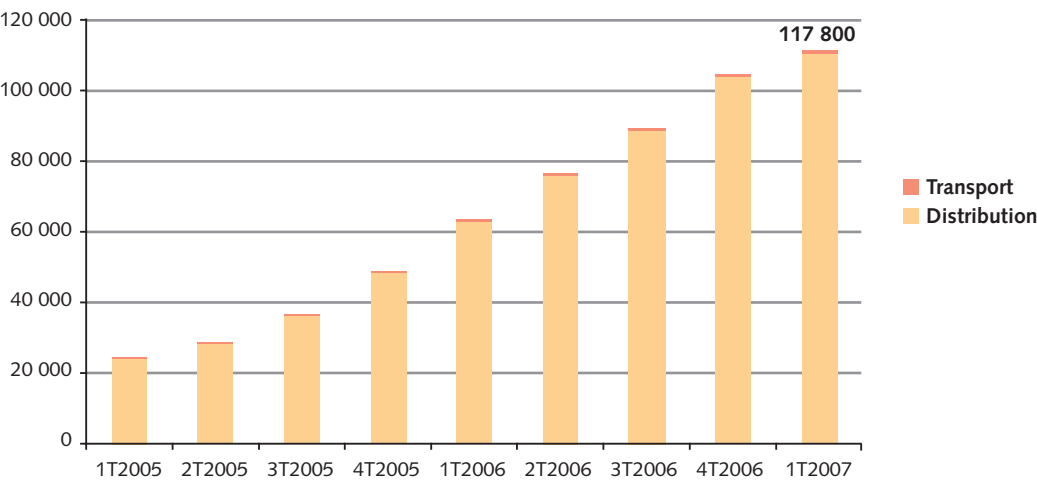
Les parts de marché des fournisseurs alternatifs sont faibles : parmi les 17,1% de sites non résidentiels qui sont titulaires d'un contrat au prix de marché, 7,4% ont fait le choix d'un fournisseur alternatif (cf. figure 61). La part de la consommation des sites non résidentiels alimentée par les fournisseurs alternatifs est de 15,4% (cf. figure 62).

Tableau 5 : Nombre de fournisseurs alternatifs sur le marché

	Tous sites	Transport	Distribution
Nombre de fournisseurs alternatifs actifs	9	12	12

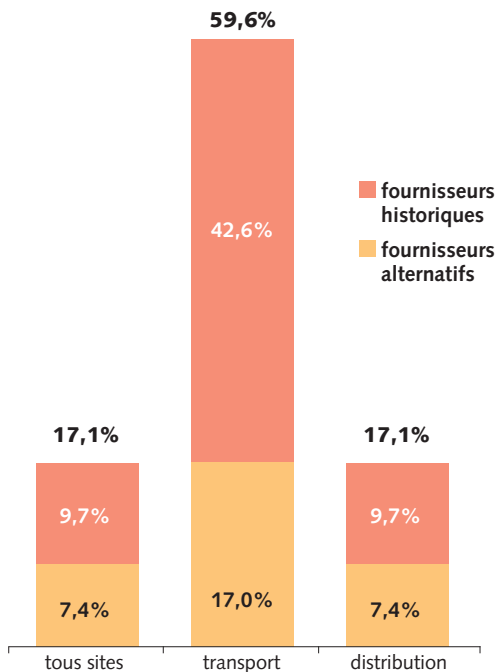
Source : CRE d'après GRD, GRT

Figure 60 : Nombre de sites titulaires d'un contrat au prix de marché



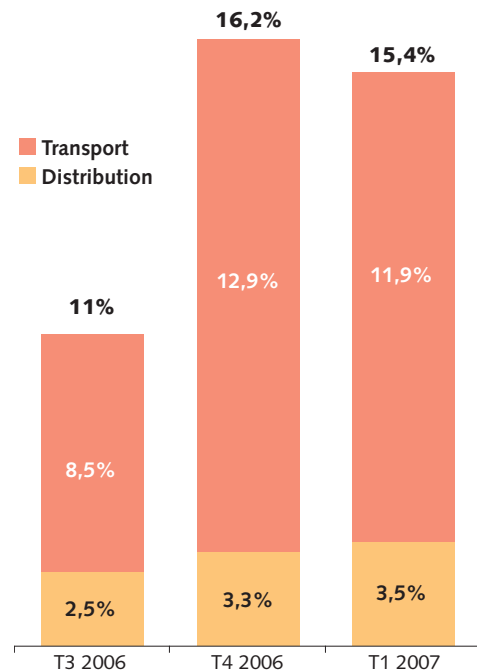
Source : CRE d'après GRD, GRT

Figure 61 : Sites titulaires d'un contrat au prix de marché au 1^{er} avril 2007



Source : CRE d'après GRD, GRT

Figure 62 : Part de la consommation des sites non résidentiels alimentée par les fournisseurs alternatifs



Source : CRE d'après GRT

4. La préparation de l'ouverture complète des marchés au 1^{er} juillet 2007

4.1. La poursuite des travaux d'amélioration des modalités pratiques de fonctionnement

La CRE a poursuivi son rôle de pilote et de facilitateur des travaux de concertation entre représentants des clients, fournisseurs et gestionnaires de réseaux, au sein des instances GTE (Groupe de Travail Électricité), GTG (Groupe de Travail Gaz) et GTC (Groupe de Travail Consommateurs).

Ces travaux visent à achever la mise au point des modalités pratiques de fonctionnement des marchés ouverts à la concurrence. Les résultats peuvent être présentés selon 3 grands thèmes : les relations entre les acteurs, la mise au point des processus et l'adaptation des systèmes d'information.

La CRE poursuit la concertation au-delà du 1^{er} juillet 2007, afin de suivre l'application des modalités de fonctionnement des marchés définies en groupes de travail, et d'organiser un retour d'expérience pour apprécier les améliorations nécessaires.

4.1.1. Les relations entre clients, fournisseurs et gestionnaires de réseaux

A. La concertation pour l'information et la protection des clients

Le GTC a produit treize fiches pédagogiques fournissant au consommateur résidentiel des informations lui permettant d'exercer son choix de façon éclairée à partir du 1^{er} juillet 2007. Ces fiches sont disponibles sur le site internet www.energie-info.fr (cf. p. 124).

Le GTC a élaboré des modèles standardisés de présentation des offres, dont les associations de consom-

mateurs souhaitent promouvoir l'usage par les fournisseurs afin que les consommateurs bénéficient d'une information pré-contractuelle, comparable d'un fournisseur à l'autre.

La fiabilité et la transparence des méthodes d'estimation des consommations prennent une importance accrue dans le marché ouvert. La CRE observe que, conformément à sa demande formulée dans sa communication du 14 septembre 2006, les principaux gestionnaires de réseaux ont publié leur méthode.

B. L'adaptation des contrats d'utilisation des réseaux

Les contrats d'utilisation des réseaux, que les fournisseurs doivent signer avec les GRD, ont été rédigés avant le 1^{er} juillet 2004, pour l'ouverture du marché à l'ensemble des clients non résidentiels.

Un travail de relecture s'imposait avant le 1^{er} juillet 2007, pour :

- préciser les besoins d'adaptation de ces contrats au nouveau cadre législatif, au code de la consommation et à l'évolution des processus décidée au sein des instances de concertation ;
- préciser les engagements des GRD vis-à-vis des fournisseurs et des clients ;
- évaluer la possibilité d'apporter les améliorations demandées par les fournisseurs.

Ce travail a abouti à un ensemble de recommandations adressées aux GRD pour l'adaptation de leurs contrats. EDF Réseau Distribution et Gaz de France Réseau Distribution ont ainsi rendu public un projet d'évolution de leurs contrats le 30 avril 2007.

C. L'analyse des situations particulières du client

Les groupes de travail ont concentré leur action sur deux cas :

- le changement de fournisseur non souhaité, pour lequel une procédure a été définie afin de permettre au client de revenir à l'offre précédente, chez le fournisseur précédent.
- les situations de clients sans fournisseurs, pour lesquelles une procédure permet de traiter les trois cas suivants : nouvel occupant n'ayant pas contractualisé avec un fournisseur, client résilié à son initiative et toujours sur place, client résilié à l'initiative du fournisseur et sur place.

Bien qu'elles ne soient pas directement liées à la problématique d'ouverture des marchés, les groupes de travail ont défini les procédures à appliquer dans les situations de fraudes et d'interventions pour impayés, en veillant à leur conformité avec les dispositions légales et réglementaires existantes.

4.1.2. La mise au point des processus.

A. La finalisation des procédures liées au parcours client

Conformément à la communication de la CRE du 14 septembre 2006, les gestionnaires de réseaux ont transmis aux fournisseurs les spécifications détaillées des processus-clés liés au « parcours client » ⁽⁵⁾, de façon à ce qu'ils puissent être intégrés prioritairement dans les systèmes d'informations.

Les groupes de travail ont conduit leurs travaux autour de trois axes :

- la description des autres événements du « parcours client » tels que la mise en service sur site non résilié, la mise en service d'un local dont l'alimentation a été maintenue, la demande d'intervention technique ou la synchronisation des interventions bi-énergies ;
- le retour d'expérience sur l'application des procédures définies pour l'ouverture des marchés aux professionnels et leur adaptation en vue de l'ouverture totale du marché au 1^{er} juillet 2007 ;
- la prise en compte des dispositions de la loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie.

Les groupes de travail ont également porté une attention particulière à la description des modalités d'accès par les fournisseurs aux données techniques et contractuelles des clients détenues par les GRD. En gaz, les procédures correspondantes ont été mises au point. En électricité, une modification du décret du 16 juillet 2001 relatif à la protection des informations commercialement sensibles est attendue pour permettre la transmission de l'historique de consommation au fournisseur venant de conclure un contrat avec un client.

B. Les règles de profilage et de reconstitution des flux

La reconstitution des flux est l'affectation par les gestionnaires de réseau, aux fournisseurs, des énergies consommées par leurs clients. Elle s'appuie, entre autres, sur le profilage pour estimer la courbe de

(5) Le « parcours client » recouvre l'ensemble des étapes d'interaction entre le client et le fournisseur ou le gestionnaire du réseau de distribution (GRD). En pratique, chaque processus clé de l'ouverture des marchés (changement de fournisseur, mise en service, résiliation, raccordement) donne lieu à un « parcours client » particulier.

consommation des clients équipés de compteurs à index (cf. encadré 28), dont les consommations ne sont relevées que deux fois par an.

Les dispositifs de reconstitution des flux mis en place par les gestionnaires de réseau en 2004 pour l'ouverture des marchés aux professionnels ont fait l'objet d'améliorations nourries par le retour d'expérience.

Considérant que les données de relève transmises par les GRD ont des conséquences importantes pour les fournisseurs en matière de reconstitution des flux, la CRE est attentive à leur qualité.

Le GTE a inscrit dans son programme de travail, pour le second semestre 2007, la définition des objectifs et des indicateurs de suivi de la qualité des données de

relève transmises par les GRD, et a retenu le principe d'en suivre la progression.

En électricité comme en gaz, la gouvernance des dispositifs de profilage est un sujet en débat. Les acteurs ont travaillé à la définition des règles de gestion de la gamme des profils ; la concertation se poursuit sur ce sujet.

4.1.3. L'adaptation des systèmes d'information (SI)

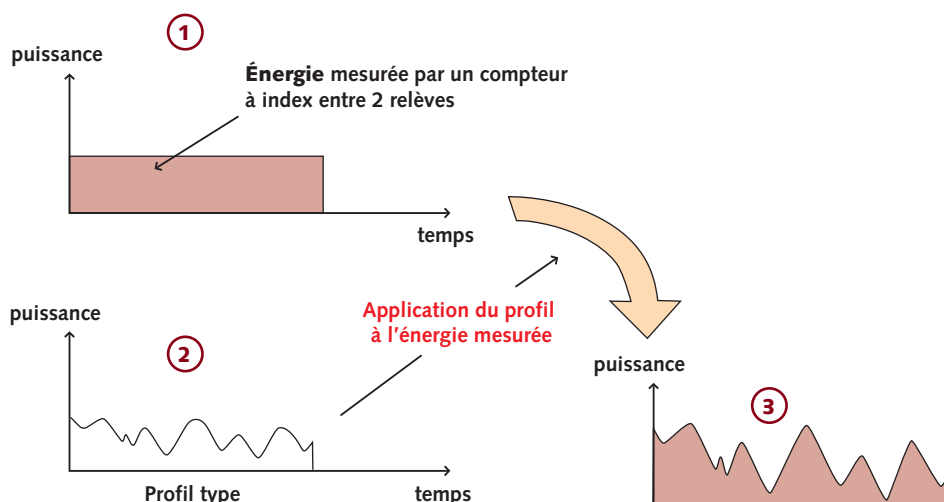
A. Le déploiement des nouveaux SI

Les nouvelles règles de fonctionnement des marchés ouverts ont entraîné la refonte des SI des gestionnaires de réseaux dont le rôle est central.

Encadré 28 : Principe du profilage

Le profilage consiste à attribuer un profil [2] à une énergie [1] pour obtenir la courbe de charge théorique par demi-heure [3] de chaque client équipé d'un compteur à index. Le profilage a une valeur essentiellement statistique : les profils reflètent la

consommation d'un ensemble de clients, et non pas la consommation de chaque client individuellement.



Source : CRE

La CRE a souhaité s'assurer que les SI des GRD étaient bien préparés à l'ouverture totale du marché au 1^{er} juillet 2007 et qu'ils permettaient de mettre en œuvre les procédures définies dans le cadre des instances de concertation.

La CRE a fait réaliser, entre juillet et novembre 2006, un audit du SI de gestion de clientèle d'ERD.

L'audit du SI d'ERD a donné lieu à une communication de la CRE datée du 8 février 2007, dans laquelle elle a fait connaître ses recommandations à l'adresse d'ERD.

Celles-ci sont articulées autour de trois thèmes : l'efficacité des SI, la prévention de la discrimination et l'amélioration de la concertation. Ces recommandations feront l'objet d'un suivi attentif de la CRE, conformément à l'échéancier défini dans la communication.

Les principaux points de vigilance portent sur :

- la différence de traitement entre le fournisseur historique EDF et les autres fournisseurs, résultant du choix d'ERD de s'appuyer fortement sur les applications existantes ;
- l'efficacité opérationnelle de ce SI pour la gestion des clients ayant exercé leur éligibilité, qui peut être améliorée (automatisation accrue, mise en place de procédures de contrôles) ;
- les modalités de concertation, perçues comme peu satisfaisantes par les fournisseurs.

En électricité comme en gaz, la CRE a noté les efforts ainsi que les moyens humains et financiers importants consacrés par les principaux gestionnaires de réseaux pour être au rendez-vous du 1^{er} juillet 2007. Toutefois, certains GRD, dont ERD, n'ont pas été en mesure d'appliquer, de façon automatisée, l'intégralité des principes définis dans les communications de la CRE du 10 janvier et du 14 septembre 2006.

B. Les efforts d'homogénéisation entre GRD

Les travaux des GTE et GTG ont permis aux ELD d'accéder aux informations nécessaires à la mise à niveau de leurs propres SI, sur des bases homogènes avec celles sur lesquelles sont construits les SI des GRD nationaux. L'homogénéité doit être recherchée afin de faciliter le développement des fournisseurs. L'existence de systèmes contractuels ou techniques différents d'un GRD à l'autre constitue une barrière à l'entrée sur le marché.

C. Les tests d'interopérabilité

Compte tenu de l'accroissement du volume des transactions lié à l'ouverture du marché des clients rési-

dentiels, la fluidité du marché repose sur une automatisation des flux d'échange d'informations entre les GRD et les fournisseurs.

À ce titre, la CRE s'est assurée que les principaux gestionnaires de réseaux organisent des campagnes de tests d'interopérabilité entre leurs SI et ceux des fournisseurs.

Ces tests se sont déroulés jusqu'à la fin du mois de mai 2007 pour le gaz et juin 2007 pour l'électricité.

4.1.4. L'évolution des systèmes de comptage au bénéfice des consommateurs

L'évolution des systèmes de comptage, notamment par l'introduction de la télégestion, peut apporter aux consommateurs certains bénéfices :

- facturation en fonction de la consommation réelle et non estimée, ce qui dispense d'être présent lors du relevé du compteur, ou de renvoyer un formulaire d'autorelevé ;
- réduction à terme des coûts d'utilisation des réseaux de distribution ;
- interventions à distance sans nécessité de présence du client ;
- plus grande diversité des offres des fournisseurs ;
- meilleure maîtrise de la demande d'énergie.

La directive du 5 avril 2006 relative à l'efficacité énergétique incite les États membres à favoriser le développement de solutions de comptage évoluées. Toutefois, le rapport coût/bénéfice d'une évolution massive du parc de comptage est encore mal évalué. Afin d'éclairer la réflexion sur le sujet, la CRE a fait réaliser une étude technico-économique par un prestataire externe. Les résultats de l'étude ont été présentés aux acteurs dans le cadre des travaux du GTC, au mois de mars 2007.

L'étude a permis d'aboutir à une évaluation du coût de la migration du parc actuel vers des compteurs évolués en fonction de différents degrés de sophistication (index, pas de la courbe de charge, télégestion, prépaiement, facilitation de fonctions domotiques...) et de diverses modalités de déploiement. Il apparaît que le coût d'un tel projet, estimé par l'étude entre 4 et 6 milliards d'euros, ne dépend que faiblement du degré de sophistication des compteurs. En outre, le bénéfice du consommateur s'accroît très nettement si l'on peut imputer au crédit du compteur évolué (et des éléments clés que sont la qualité et la quantité des informations qu'il délivre) une part de la réduction de consommation d'énergie attendue au cours des prochaines décennies. L'évaluation de ces bénéfices indirects est toutefois incertaine.

Compte tenu des enjeux financiers évoqués et des bénéfices potentiels pour le client final, et à la suite de l'an-

noncé par ERD d'un projet de système de comptage évolué à grande échelle, la CRE a, dans sa communication du 6 juin 2007, et après concertation avec les acteurs du marché, fixé ses orientations pour les évolutions futures du système de comptage électrique basse tension (cf. p. 68).

4.2. L'information et la protection des consommateurs

4.2.1. Principaux résultats de l'enquête auprès des clients non résidentiels

La CRE a réalisé, fin 2006, une enquête auprès des clients non résidentiels sur l'ouverture des marchés, deux ans et demi après le 1^{er} juillet 2004. Cette enquête, menée par l'institut de sondages BVA auprès d'un échantillon représentatif de 1 502 clients non résidentiels (établissements de toutes tailles, des secteurs privé et public), visait à évaluer leur connaissance de l'ouverture

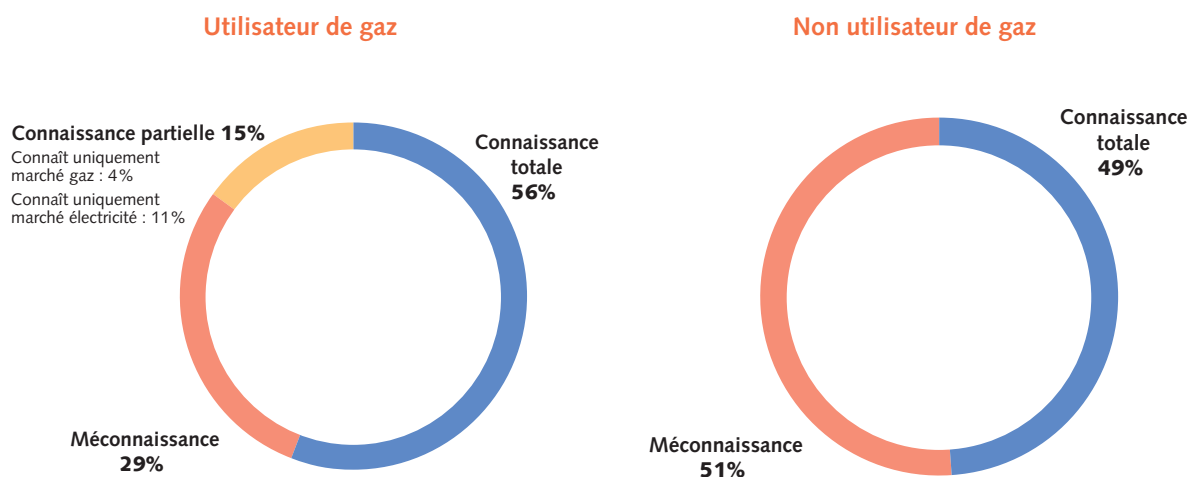
des marchés et des acteurs en présence, la perception qu'ils en ont ainsi que les contacts qu'ils ont pu avoir avec les fournisseurs. Cette enquête sera reconduite fin 2007, afin de disposer d'un baromètre d'opinion.

A. Connaissance de l'ouverture des marchés

Environ la moitié des clients savent qu'ils ont la possibilité de changer de fournisseur (cf. figure 63). Plus la taille de l'entreprise est importante, plus celle-ci est informée : si environ 52% des entreprises de moins de 10 salariés sont informées de ce droit, ce taux s'élève à 77% pour les entreprises de plus de 100 salariés. 55% des clients s'estiment mal informés sur l'ouverture à la concurrence des marchés et plus des trois quarts affirment ne pas connaître la marche à suivre pour changer de fournisseur. Néanmoins, environ les deux tiers savent que changer de fournisseur est une opération gratuite et plus des trois quarts d'entre eux savent que cela n'implique pas de changer son compteur d'électricité ou de gaz.

Figure 63 : La connaissance de l'ouverture des marchés

« Pensez-vous avoir la possibilité, pour votre entreprise, de changer de fournisseur d'électricité / de gaz ? »



Connaissance totale = utilise uniquement l'électricité et sait que le marché de l'électricité est ouvert OU utilise du gaz et de l'électricité et sait que les 2 marchés sont ouverts.

Connaissance partielle = Utilise l'électricité et le gaz et sait uniquement qu'un des 2 marchés est ouvert.

Méconnaissance = utilise uniquement l'électricité et ne sait pas que le marché de l'électricité est ouvert OU utilise de l'électricité et du gaz et n'est pas au courant de l'ouverture de ces 2 marchés.

Source : Enquête BVA pour la CRE (décembre 2006)

B. Perception de l'ouverture des marchés

Les deux tiers des clients voient dans l'ouverture des marchés une bonne chose (cf. figure 64) et seulement 12% déclarent que c'est une mauvaise chose pour leur entreprise. Pour la majorité des clients, l'ouverture des marchés de l'énergie n'aura pas d'impact négatif sur la qualité du service fourni au client (seuls 19% craignent sa détérioration). 45% d'entre eux pensent qu'elle leur permettra de réduire le montant de leur facture énergétique. Seuls 9% des clients pensent que l'ouverture des marchés conduira à une augmentation de leur facture.

C. Contacts avec les fournisseurs et attitudes de changement

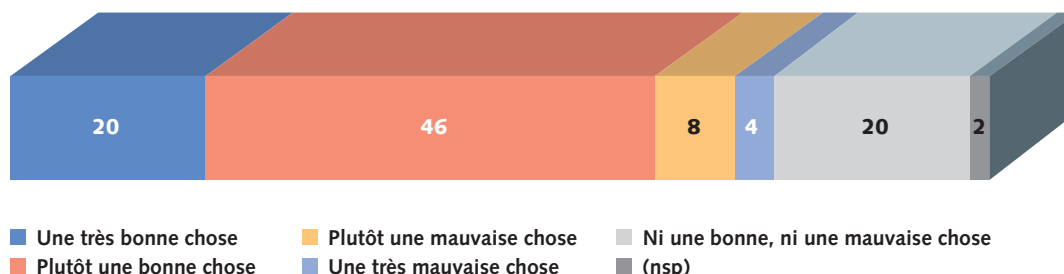
Un client sur quatre est capable de citer un fournisseur autre que son fournisseur actuel (cf. figure 65). Au cours de l'année écoulée, 35% des clients ont été en contact avec leur fournisseur actuel d'électricité et 44% l'ont été avec leur fournisseur actuel de gaz

(dans 2 cas sur 3 à l'initiative du client). Par ailleurs, un tiers des clients a reçu des informations de la part de concurrents de son fournisseur d'électricité ou de gaz (par téléphone, courrier, e-mail ou au cours de la visite d'un commercial). Seulement 7% des clients pour l'électricité, et 12% pour le gaz, ont personnellement cherché à s'informer sur les offres d'autres fournisseurs que le leur.

Parmi les clients informés de l'ouverture des marchés, environ 15% ont l'intention de changer de fournisseur dans les 6 prochains mois, en électricité comme en gaz. Le prix est la motivation essentielle du changement de fournisseur, puisque les deux tiers des clients qui ont déjà changé de fournisseur l'ont fait en raison d'un prix jugé attractif. Les clients qui annoncent leur intention de conserver leur fournisseur actuel la motivent principalement par une méconnaissance des offres concurrentielles, par une satisfaction à l'égard du fournisseur actuel et par l'absence de temps pour s'occuper d'éventuelles démarches.

Figure 64 : La perception de l'ouverture des marchés

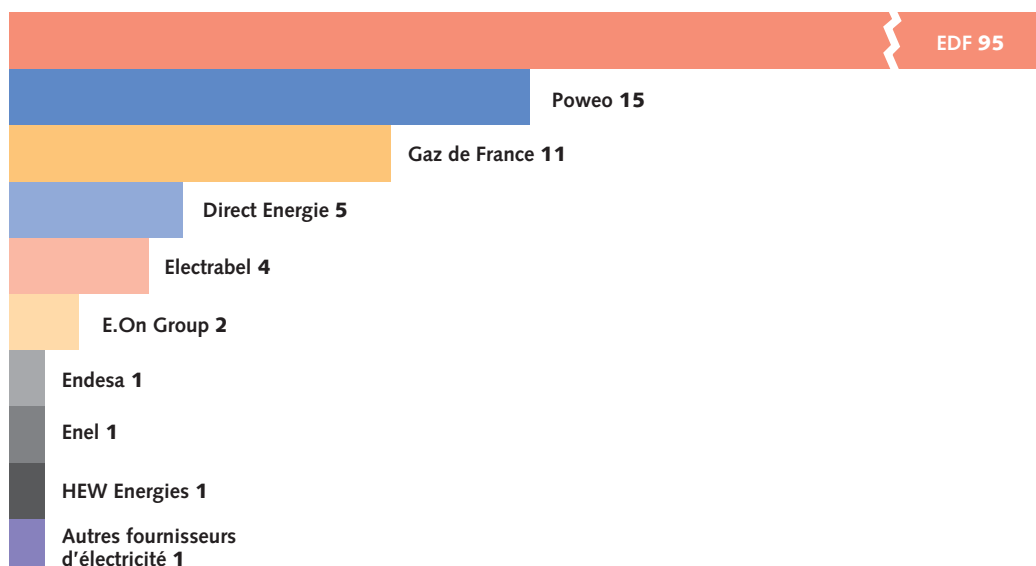
« Globalement, pour votre entreprise ou dans le cadre de votre activité professionnelle, l'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz naturel, c'est... »



Source : CRE d'après RTE

Figure 65: Notoriété des fournisseurs

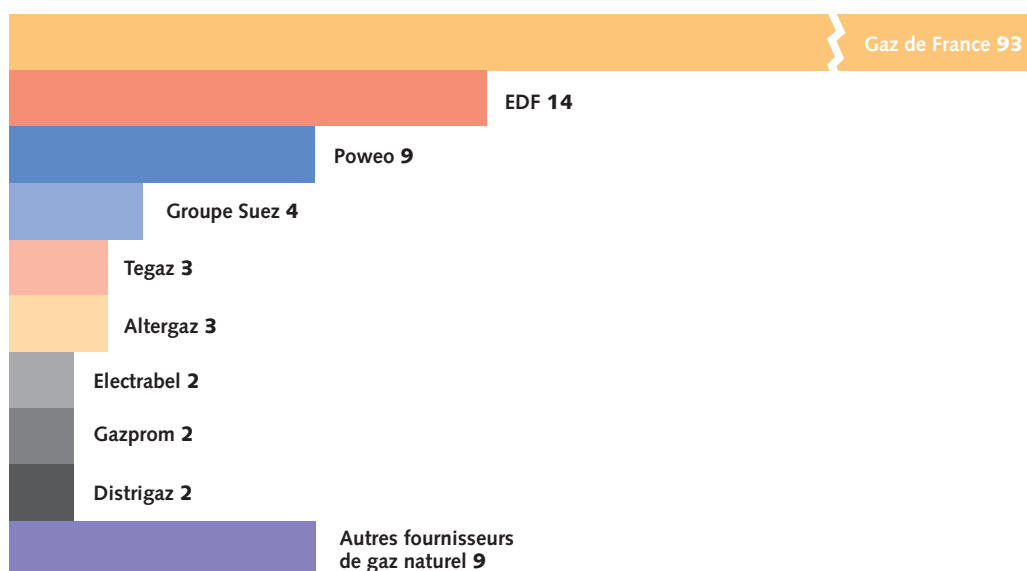
Taux de notoriété recomposée des fournisseurs d'électricité



NSP / Ne connais pas d'autre fournisseur que le sien : 73%.

En moyenne, les professionnels qui connaissent spontanément un autre fournisseur peuvent citer 1,4 nom.

Taux de notoriété recomposée des fournisseurs de gaz naturel



NSP / Ne connais pas d'autre fournisseur que le sien : 73%.

En moyenne, les professionnels qui connaissent spontanément un autre fournisseur peuvent citer 1,5 nom.

Source: Enquête BVA pour la CRE (décembre 2006)

4.2.2. Les outils d'information mis à la disposition des consommateurs

A. Sites Internet

La CRE a mis en ligne le 23 mai 2007 un site internet d'information, dédié aux consommateurs résidentiels, conçu en liaison avec le médiateur national de l'énergie et les pouvoirs publics. Le site www.energie-info.fr présente les principales informations sur les démarches à accomplir par un client (déménagement, raccordement, résiliation de contrat, information sur les fournisseurs, choix d'une offre) ainsi que ses droits en tant que consommateur. Des fiches pratiques correspondant aux différentes étapes du « parcours client » peuvent y être téléchargées et des contenus guident le consommateur dans ses différentes démarches. Il a été conçu afin d'offrir un accès à une information claire et simple, indépendante des fournisseurs (cf. encadré 29).

Concernant les clients non résidentiels, le contenu de l'espace dédié aux consommateurs du site www.cre.fr a été enrichi. Depuis mars 2006, la CRE met à disposition, sur son site internet, un outil de recherche des fournisseurs d'électricité et de gaz présents sur le marché français. Cette rubrique de l'espace dédié aux consommateurs est la plus consultée du site Internet de la CRE, avec plus de 6 000 visiteurs par mois. L'internaute peut obtenir une liste de fournisseurs adaptée à son profil de consommation. Une nouvelle rubrique « Questions de consommateurs » a été mise en ligne,

afin de répondre aux questions les plus fréquentes que se posent les petits consommateurs non résidentiels, en abordant les aspects pratiques de l'ouverture des marchés. La plupart des questions de cette rubrique ont été élaborées à partir des questions de consommateurs reçues par la CRE. Les réponses apportées privilégient une approche pratique et opérationnelle.

Par ailleurs, les clients non résidentiels trouvent sur le site www.cre.fr le « Guide du consommateur d'électricité et de gaz naturel », qui a été actualisé à la suite du vote de la loi du 7 décembre 2006.

B. La réponse aux questions des clients non résidentiels

Depuis juillet 2004, la CRE reçoit des questions et réclamations de la part de clients non résidentiels, essentiellement de la part des petits consommateurs professionnels. Ces clients sont orientés vers la CRE par les gestionnaires de réseaux de distribution et par les fournisseurs présents sur le marché, lorsqu'ils ne sont pas en mesure de les renseigner (cf. figures 66 et 67).

La CRE a reçu de mai 2006 à avril 2007 près de 3 700 questions de clients non résidentiels se rapportant à l'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz. Les thèmes les plus fréquents sont la connaissance des fournisseurs présents sur le marché français, les modalités pratiques d'organisation et de fonctionnement du marché français, les modalités de changement de fournisseur ou de réalisation de branchements et mises en service.

Encadré 29 : Page d'accueil du site www.energie-info.fr



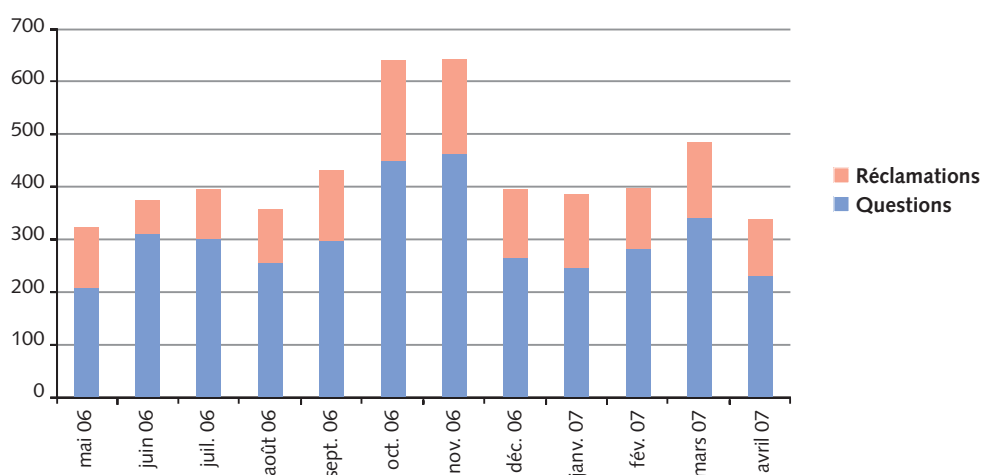
La CRE a reçu 1500 réclamations de clients non résidentiels à l'encontre de fournisseurs ou de gestionnaires de réseaux. Ces réclamations concernent des problèmes de démarchage par les agents commerciaux des fournisseurs, des difficultés rencontrées lors de la résiliation d'un contrat, la qualité des services clientèle des fournisseurs ainsi que les modalités de facturation et d'utilisation d'index estimés de consommation. De façon générale, il est apparu, lors des contacts avec les clients non résidentiels, que ceux-ci connaissaient mal les modalités de l'exercice de l'éligibilité et celles du choix d'un fournisseur.

C. Le service d'information des consommateurs

Dans le cadre de l'ouverture des marchés, il est essentiel que les consommateurs puissent disposer d'une information fiable et objective sur le fonctionnement du marché et sur leurs droits.

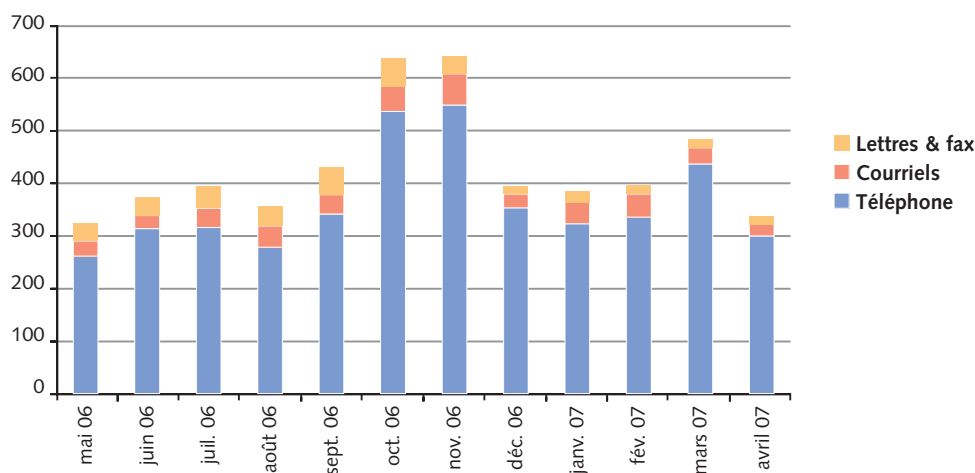
En coopération avec le médiateur national de l'énergie, la CRE a mis en place, depuis le 18 juin 2007, un service d'information pour les consommateurs, accessible au moyen d'un numéro azur, le 0810 212 112 (prix d'un appel local).

Figure 66 : Contacts clients reçus par la CRE en rapport direct avec l'ouverture des marchés, par nature



Source : CRE

Figure 67 : Contacts clients reçus par la CRE en rapport direct avec l'ouverture des marchés, par canal d'entrée



Source : CRE

Ce service d'information est accessible du lundi au vendredi de 9h00 à 20h00 et le samedi de 9h00 à 17h00.

Les consommateurs particuliers ainsi que les petits professionnels trouvent auprès de ce service d'information les réponses à leurs questions sur l'ouverture des marchés de l'énergie, les démarches pratiques à effectuer et leurs droits.

Ce service conseille également les consommateurs et les oriente pour le traitement de leurs litiges avec les fournisseurs ou les opérateurs de réseau.

5. La surveillance des marchés

La loi du 13 juillet 2005 avait confirmé la mission de surveillance des marchés de la CRE, mais l'avait limitée à la surveillance des transactions sur les marchés organisés et des échanges aux frontières. En outre, le décret conditionnant l'application du dispositif n'est jamais paru.

La loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie a confié à la CRE la mission de surveiller les transactions entre producteurs, négociants et fournisseurs sur les marchés de gros du gaz et de l'électricité.

La surveillance d'un marché consiste à vérifier que la formation des prix relève bien du jeu de la concurrence. Il s'agit, par l'analyse des prix et des décisions des acteurs, de détecter tout comportement paraissant anormal et pouvant révéler une manipulation.

En rassurant les intervenants, une surveillance efficace favorise la multiplication des transactions et renforce la capacité du marché à donner des signaux de prix pertinents.

Pour mettre en place la surveillance des marchés de gros de l'électricité et du gaz, la CRE met en place une collecte périodique, auprès des acteurs du marché, d'informations relatives à leurs interventions sur le marché de gros et à leurs contraintes économiques et techniques. Ces informations permettront de détecter d'éventuelles pratiques anticoncurrentielles, telles que la rétention de capacité, la pratique de prix excessivement élevés ou excessivement bas, ou les tentatives de manipulation des cours sur les marchés organisés ou de gré à gré.

Si la CRE venait à détecter des pratiques délictueuses, la loi prévoit que son président saisisse le Conseil de la concurrence.

III. Le service public de l'électricité et du gaz naturel

Le service public de l'électricité est composé de trois missions :

- le développement et l'exploitation des réseaux publics de transport et de distribution ;
- la fourniture d'électricité sur le territoire national pour les clients n'ayant pas exercé leur éligibilité, au travers de tarifs réglementés de vente, et la fourniture d'électricité de secours pour les autres clients ;
- le développement équilibré de l'approvisionnement en électricité.

La CRE participe à la mise en œuvre des deuxième et troisième missions, objet de la présente partie, en accomplissant les tâches suivantes :

- elle met en œuvre la procédure des appels d'offres lancés par le ministre chargé de l'énergie pour atteindre les objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements ;
- sur saisine du ministre, elle émet des avis sur les tarifs d'obligation d'achat mis en place pour développer les énergies renouvelables et la cogénération ;

- elle évalue chaque année les charges de service public de l'électricité de l'année suivante, ainsi que la contribution unitaire correspondante. Ces charges sont dues au soutien à la cogénération et aux énergies renouvelables, à la péréquation tarifaire dans les zones non interconnectées et aux dispositions sociales en vigueur depuis début 2005.

En vertu des dispositions de la loi du 7 décembre 2006, le service public doit s'étendre au gaz. Au 30 juin 2007, le décret fixant le tarif spécial solidarité en gaz n'avait pas été publié.

1. Les dispositifs de soutien à la production d'électricité : cogénération et énergies renouvelables

La promotion des énergies renouvelables, instituée par la directive du 27 septembre 2001, est une priorité de la politique énergétique européenne. Les énergies renouvelables contribuent à réduire les impacts environnementaux liés à la consommation d'énergie

et à assurer la sécurité et la diversification des sources d'approvisionnement.

La loi du 10 février 2000 prévoit deux dispositifs de soutien à la production d'électricité : les appels d'offres (article 8) et l'obligation d'achat (article 10). Dans La CRE met en œuvre la procédure des appels d'offres lancés par le ministre chargé de l'énergie : elle rédige le cahier des charges à partir des conditions établies par le ministre, instruit les offres puis rend un avis sur le choix qu'envisage le ministre. Dans le second cas, elle rend un avis sur les conditions d'achat définies par le ministre chargé de l'énergie.

1.1. Les appels d'offres

Le 7 septembre 2006, la CRE a été saisie par le ministre délégué à l'industrie de la rédaction du cahier des charges d'un appel d'offres portant sur des installations de production d'électricité utilisant l'énergie issue de la biomasse. Il s'agit du deuxième appel d'offres pour la filière biomasse. La capacité totale recherchée s'élève à 300 MW, dont 80 MW pour des installations de puissance unitaire comprise entre 5 et 9 MW, et 220 MW pour des installations de puissance supérieure à 9 MW. Les candidats retenus bénéficieront d'un contrat d'achat de l'électricité produite au prix qu'ils proposent, pour une durée de 20 ans. Les conditions de l'appel d'offres fixées par le ministre mettent l'accent sur la performance énergétique des installations et la qualité du plan d'approvisionnement. La pondération du critère prix est en forte diminution par rapport à l'appel d'offres précédent.

Au plus tard six mois après la remise des offres prévue en août 2007, la CRE remettra au ministre une fiche d'instruction par projet, comportant une note chiffrée résultant de l'application des critères mentionnés au cahier des charges, et un rapport de synthèse. Elle émettra, ensuite, un avis sur le choix envisagé par le ministre.

En janvier 2005, le précédent appel d'offres avait permis d'attribuer des autorisations d'exploiter à 15 installations, pour une puissance cumulée de 216 MW. Le prix moyen des offres retenues s'était établi à 86 €/MWh, pour des contrats de 15 ans.

1.2. L'obligation d'achat

La CRE a été saisie pour avis, le 7 juin 2006, de quatre projets d'arrêtés modifiant les conditions d'obligation d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant le biogaz, l'énergie mécanique du vent, l'énergie radiative du soleil et la géothermie, et le 6 février 2007, d'un projet d'arrêté modifiant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie hydraulique des lacs, des cours d'eau et des mers.

Dans ses avis du 29 juin 2006 et du 15 février 2007, la CRE a vérifié que la rémunération des capitaux immobilisés dans les installations n'excédait pas une rémunération normale des capitaux. Celle-ci a été établie à partir des rémunérations constatées pour les entreprises agissant dans le secteur considéré.

Pour la filière biogaz, la CRE a émis un avis défavorable sur le tarif envisagé, au motif que celui-ci occasionnait une rentabilité des capitaux propres trop élevée, après prise en compte des dispositifs fiscaux en vigueur, notamment pour les centrales utilisant le biogaz de décharge. Considérant que le captage du biogaz de décharge constitue une obligation légale au titre du traitement des déchets, elle a jugé qu'en application du principe de pollueur-payeur, les coûts correspondants, qui constituent la part la plus importante des coûts de production de l'électricité, ne pouvaient, légitimement, être imputés au consommateur d'électricité.

Pour la filière éolienne, la CRE a émis un avis défavorable. Elle a considéré que les tarifs, en forte hausse alors même que cette filière connaît déjà le développement le plus important, conduisaient à une rentabilité des projets et des capitaux propres très supérieure au niveau jugé nécessaire pour susciter l'investissement et constituaient, de ce fait, un soutien disproportionné à la filière.

Pour la filière photovoltaïque, la CRE a émis un avis défavorable. Elle a considéré que le tarif de base envisagé en métropole était adapté au regard du critère de rentabilité, mais qu'il était surévalué en Corse, dans les départements d'outre-mer et à Mayotte. En effet, dans ces zones, l'augmentation du gisement et les avantages fiscaux suffisent, en général, à compenser l'augmentation des coûts constatée. Elle a, en outre, considéré que le niveau de la prime d'intégration au bâti applicable en métropole était injustifié au regard des surcoûts correspondants, compte tenu d'exigences techniques très limitées pour en bénéficier.

Pour la filière géothermique, la CRE a émis un avis favorable au tarif applicable dans les départements d'outre-mer. En France métropolitaine, elle a considéré que le dispositif de soutien était inadapté au seul projet envisagé, compte tenu de son caractère expérimental.

Pour la filière hydraulique, la CRE a émis un avis favorable sur le tarif prévu pour les installations nouvelles en France métropolitaine, sous réserve d'introduire une dégressivité du tarif en fonction du productible et de mettre en place un tarif plus bas pour les installations rénovées, dans un cadre juridique conforme aux règles communautaires.

Les recommandations formulées par la CRE dans ses avis n'ont pas été prises en compte dans les arrêtés publiés.

2. Les charges de service public de l'électricité

La CRE évalue chaque année, pour l'année à venir, le montant des charges de service public de l'électricité, le nombre de kWh soumis à contribution et la contribution unitaire (CSPE) qui en résulte.

La CSPE finance les charges de service public suivantes :

- les surcoûts dus à la cogénération et aux énergies renouvelables (obligation d'achat, contrats d'achat antérieurs à la loi du 10 février 2000, appels d'offres) ;
- les surcoûts de production d'électricité dans les zones non interconnectées (ZNI) : la Corse, les départements d'outre-mer (DOM), Mayotte, Saint-Pierre-et-Miquelon et les îles bretonnes de Molène, d'Ouessant et de Sein ;
- les charges supportées par les fournisseurs liées à la mise en œuvre de la tarification de première nécessité et du dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité.

La CSPE est prélevée proportionnellement aux consommations en France. La loi du 10 février 2000 prévoit :

- une exonération des kWh contributeurs pour les autoproducteurs à hauteur de 240 GWh ;
- un plafonnement de la CSPE à 500 000 € par site de consommation ;
- pour les sociétés industrielles consommant plus de 7 GWh par an, un plafonnement égal à 0,5% de leur valeur ajoutée.

En octobre 2006, la CRE a transmis au ministre chargé de l'énergie sa proposition relative au niveau des charges de service public de l'électricité et de la contribution unitaire (CSPE) pour 2007. Cette dernière était en baisse par rapport à 2006. Toutefois, en l'absence d'un arrêté fixant la CSPE pour 2007, la CSPE 2006 (4,5 €/MWh) a été reconduite pour 2007, en application de la loi du 13 juillet 2005.

Fin janvier 2007, la CRE a publié une communication relative aux charges de service public de l'électricité pour 2007. La CSPE en vigueur permet de financer ces charges et la part des charges supportées par les fournisseurs qui appliquent le TaRTAM financée par la CSPE (0,55 €/MWh), conformément à la loi du 7 décembre 2006 (voir encadré TaRTAM).

2.1. Les charges constatées au titre de 2005 sont inférieures de plus de 180 m€ à la prévision

La CRE a procédé en 2006 au calcul des charges de service public de l'électricité effectivement supportées par les opérateurs au titre de 2005 (cf. figure 68).

Ces charges ont été évaluées à partir des déclarations des opérateurs basées sur une comptabilité appropriée contrôlée par leurs commissaires aux comptes ou, dans le cas des régies, par leur comptable public. Les règles de cette comptabilité avaient été mises à jour par la CRE en décembre 2005.

La CRE s'est assurée de la bonne exploitation par EDF et Électricité de Mayotte (EDM) des moyens de production et des systèmes électriques des ZNI, ainsi que de la cohérence des données physiques et financières présentées par EDF et les ELD sur les contrats d'achat.

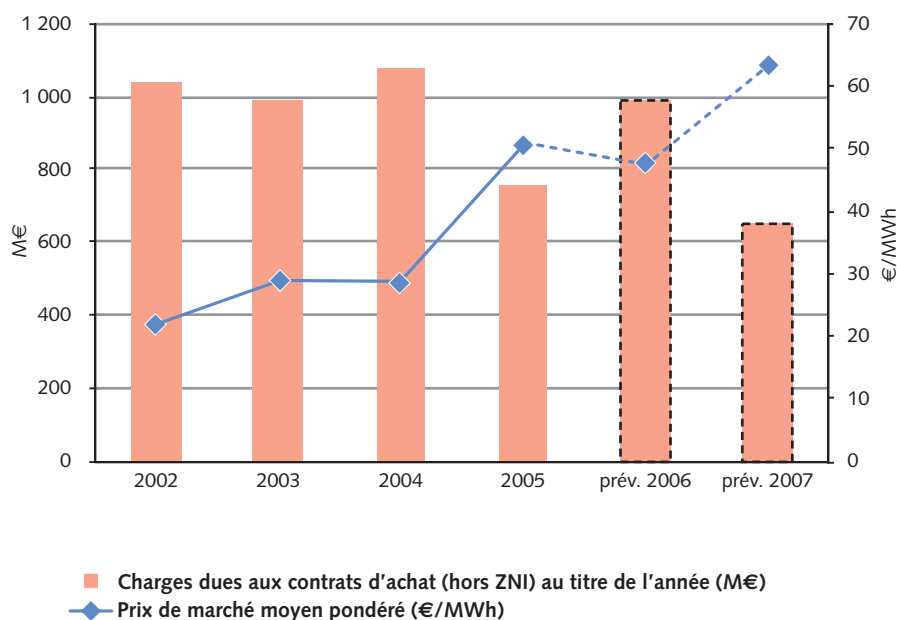
Les charges constatées au titre de 2005 s'élèvent à 1 362,0 M€, dont 1 337,0 M€ pour EDF, 14,6 M€ pour les ELD et 10,4 M€ pour EDM. Elles sont sensiblement inférieures à la prévision établie à 1 543,9 M€ en 2004, en raison de la forte hausse des prix de marchés constatée en 2005 par rapport à la prévision (+ 15,5 €/MWh en moyenne pondérée) et d'un rythme de souscription de la tarification de première nécessité moins soutenu que prévu.

2.2. Les charges prévisionnelles au titre de 2007 sont en hausse de 7% par rapport aux charges constatées au titre de 2005

Les charges prévisionnelles au titre de 2007 ont été évaluées à partir des charges constatées au titre de 2005 et des prévisions des fournisseurs.

Pour 2007, le tarif d'achat prévisionnel moyen de la cogénération est de 105 €/MWh pour les installations n'ayant pas basculé en mode de mise à disposition du système électrique, à comparer au tarif moyen effectivement constaté en 2005 de 95 €/MWh. Cette hausse résulte directement des mesures introduites au 1^{er} novembre 2005 par l'article 82 de la loi de finances pour 2006. Cet article prévoit la compensation, par la CSPE, des surcoûts imputables à la modification des dispositions contractuelles liées à la variabilité des prix des combustibles utilisés pour les installations de cogénération. Les avenants modificatifs approuvés par le ministre chargé de l'énergie ont conduit à un déplafonnement partiel de la rémunération du gaz à 92,5% du prix de référence (soit une hausse de 35% par rapport au plafond initial).

Figure 68 : Évolution des charges dues aux contrats d'achat (hors ZNI) au titre d'une année n / évolution du prix de marché moyen pondéré



Les surcoûts dus aux contrats d'achat sont égaux à la différence entre les coûts d'achat et la valorisation aux prix de marché de l'électricité des volumes achetés. La hausse des prix de marché observée depuis 2005 a été plus importante que celle du tarif d'achat moyen de la cogénération. La combinaison de ces facteurs a entraîné une diminution des surcoûts d'achat de la cogénération. De même, malgré l'augmentation des volumes produits à partir de sources d'énergies renouvelables, les surcoûts dus aux contrats d'achat liés

à ces volumes diminuent en 2007 par rapport à 2005 (cf. figures 69 et 70).

Dans les ZNI, une forte hausse des surcoûts est attendue en 2007 par rapport à 2005, du fait de l'augmentation du prix des combustibles (+ 38%) et de la consommation finale (+ 8%) (cf. tableau 6).

L'application de la péréquation tarifaire dans les ZNI constitue désormais la première source de charges de

Tableau 6 : Comparaison des charges prévisionnelles au titre de 2007 avec les charges constatées au titre de 2005

	Charges constatées au titre de 2005 (M€)	Charges prévisionnelles au titre de 2007 (M€)	Justification de l'évolution
Contrats d'achat *	773,8	667,6	Hausse du tarif d'achat cogénération de 10 €/MWh, compensée par une hausse de prix de marché moyen pondérée de 13 €/MWh
Péréquation tarifaire **	564,8	730,1	Hausse de la consommation (+ 8%) et du prix des combustibles (+ 38%)
Dispositions sociales	23,4	64,3	Développement du bénéfice de la tarification de première nécessité
Total	1 362,0	1 462,0	

Source : CRE

* Hors zones non interconnectées (ZNI) et Mayotte.

** Surcoûts de production + surcoûts contrats d'achat dans les ZNI et Mayotte.

service public de l'électricité. Les surcoûts dans ces zones sont en outre amenés à fortement augmenter dans les années à venir, du fait :

- du relèvement du taux de rémunération des capitaux engagés dans les nouveaux investissements de production en ZNI (l'arrêté du ministre chargé de l'énergie du 23 mars 2006 fixe ce taux à 11%, alors que la rémunération des activités régulées s'effectue, à compter de 2006, sur la base d'un taux de 7,25%) ;
- de la poursuite probable de la hausse de la consommation.

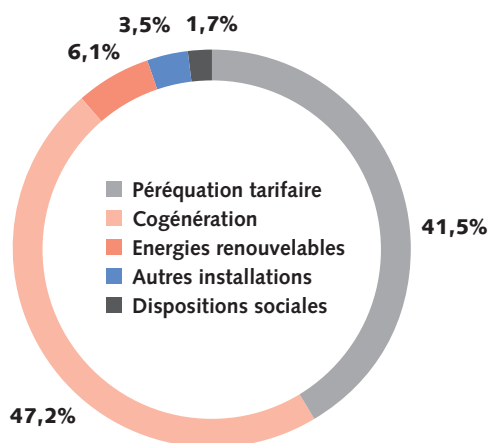
Les charges dues aux dispositions sociales sont en forte hausse en 2007 en raison du développement du bénéfice de la tarification spéciale de première nécessité, entrée en vigueur début 2005.

2.3. Les charges prévisionnelles 2007 sont en baisse de 19% par rapport à 2006

Les charges prévisionnelles 2007 incluent les charges prévisionnelles au titre de 2007 ainsi que l'écart entre les charges constatées et les contributions recouvrées en 2005 (cf. encadré 30).

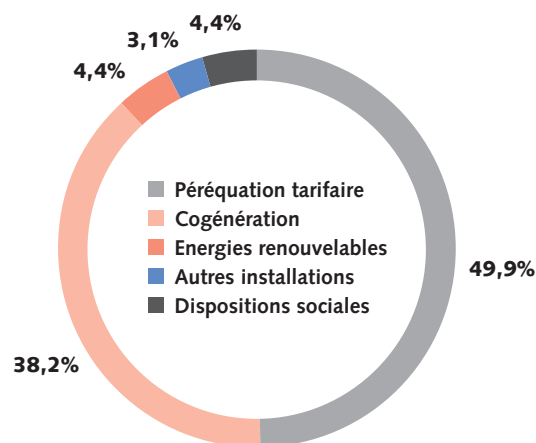
La CRE a adressé au ministre chargé de l'énergie, le 13 octobre 2006, sa proposition relative aux charges prévisionnelles et à la contribution unitaire pour 2007, pour un montant, en baisse, égal à 3,4 €/MWh, contre 4,5 €/MWh en 2006. Les charges de service public de l'électricité prévisionnelles 2007 s'élèvent à 1 317,6 M€ (cf. tableau 7).

Figure 69 : Répartition par origine des charges constatées au titre de 2005



Source : CRE

Figure 70 : Répartition par origine des charges prévisionnelles au titre de 2007



Source : CRE

Tableau 7 : Composition des charges de service public prévisionnelles 2007 par opérateur

	A: charges prévisionnelles au titre de 2007 (cf. p. 129)	B: charges constatées 2005 (cf. p. 129)	C: charges prévisionnelles au titre de 2005	D: charges prévisionnelles 2005	E: contributions recouvrées au titre de 2005 (cf. p. 132)	F: reliquat charges 2002, 2003 et 2004	Charges de service public pour 2007 A+(B-C)+(D-E)+F
Électricité de France	1 419,0	1 337,0	1 514,2	1 704,1	1 664,2	-3,8	1 277,9
Entreprises locales de distribution	16,8	14,6	21,0	23,8	22,6	0,0	11,6
Électricité de Mayotte	26,2	10,40	8,7	7,3	7,3	0,0	27,9
Total	1 462,0	1 362,0	1 543,9	1 735,2	1 694,1	-3,8	
Frais de gestion Caisse des dépôts et consignations							0,235
Total charges prévisionnelles 2007							1 317,6

Source : CRE

Encadré 30 : Les charges prévisionnelles de l'année 2007

D'après l'article 6 du décret 2004-90 du 28 janvier 2004 modifié, les charges prévisionnelles de l'année 2007 sont :

$$CP_{07} = CP'_{07} + (CC_{05} - CR_{05}) + \text{reliquat}_{02,03,04} + FGDC_{07}$$

avec :

CP_n = charges prévisionnelles de l'année n (ces charges permettent de calculer la CSPE de l'année n)

CP'_n = charges prévisionnelles au titre de l'année n seule

CC_n = charges constatées de l'année n

CR_n = contributions recouvrées de l'année n (pour l'année 2005, CR inclut les produits financiers réalisés dans la gestion du fonds en 2005)

$\text{Reliquat}_{02,03,04}$ = charges supplémentaires 2002, 2003 et 2004, déclarées en 2006, nettes des nouvelles contributions recouvrées au titre de ces années entre le 30/6/05 et le 30/6/06

$FGDC_{07}$ = frais de gestion de la Caisse des dépôts et consignations pour l'année 2007 (intégrant l'écart entre les frais de gestion constatés et prévisionnels de l'année 2005)

Calcul des charges constatées en 2005 :

Les charges prévisionnelles 2005, financées par la CSPE 2005, étaient composées des charges prévisionnelles au titre de l'année 2005 seule, augmentées de l'écart entre les charges constatées et les contributions recouvrées en 2003 :

$$CP_{05} = CP'_{05} + (CC_{03} - CR_{03})$$

Les charges constatées en 2005 sont donc :

$$CC_{05} = CC'_{05} + (CC_{03} - CR_{03})$$

avec CC'_{05} = charges constatées au titre de l'année 2005 seule

$$\text{soit, } CC_{05} = CC'_{05} + CP_{05} - CP'_{05}$$

Il en résulte :

$$CP_{07} = CP'_{07} + (CC'_{05} - CP'_{05}) + (CP_{05} - CR_{05}) + \text{reliquat}_{02,03,04} + FGDC_{07}$$

Cette formule est utilisée dans le tableau 7 pour calculer les charges 2007.

2.4. La CSPE reste stable en 2007

Le ministre chargé de l'énergie n'a pas pris d'arrêté fixant la contribution au service public de l'électricité pour 2007. En conséquence, la CSPE de l'année 2006 (4,5 €/MWh) a été reconduite pour 2007, en application de l'article 54 de la loi du 13 juillet 2005.

La part de la CSPE 2007 qui permet de financer les charges de service public de l'électricité prévisionnelles 2007 s'élève à 3,4 €/MWh. Ce montant est évalué à partir de la consommation nationale prévisionnelle de 458 TWh pour 2007 (hors pertes), diminuée du volume d'exonération de 75 TWh (soit 16% de la consommation nationale) (cf. figure 71).

La part de la CSPE 2007 qui participe au financement des charges liées au TaRTAM s'élève à 0,55 €/MWh maximum, conformément à la loi du 7 décembre 2006 (cf. encadré 19 p. 80).

Le solde de la CSPE 2007, soit 0,55 €/MWh, sera recouvré par la Caisse des dépôts et consignations (CDC). La somme recouvrée correspondante (environ 200 M€) devrait venir diminuer la CSPE 2009.

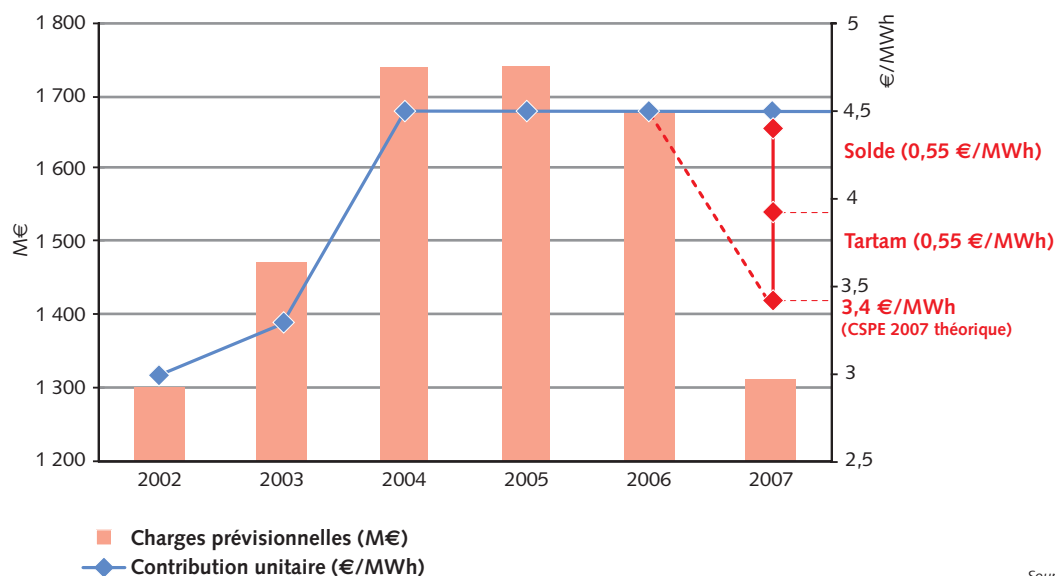
3. Le recouvrement de la CSPE

3.1. Le recouvrement de la CSPE 2005 est conforme à la prévision

La contribution au service public de l'électricité a été facturée par EDF au titre de 2005 jusqu'en décembre 2006 (consommations de décembre 2005). Certaines contributions auprès de la CDC au titre de 2005 ont été recouvrées après le 31 janvier 2006, dernière échéance réglementaire, du fait de la négligence de quelques contributeurs.

Au 31 décembre 2006, le recouvrement de la CSPE au titre de 2005 a été clos. Les sommes recouvrées

Figure 71 : Évolution des charges totales prévisionnelles / évolution de la contribution unitaire



Source : CRE

sont inférieures aux sommes à recouvrer, c'est-à-dire les charges prévisionnelles 2005, de seulement 7 M€. Ce faible écart est dû :

- à une bonne prévision de l'assiette de contribution à la CSPE pour 2005 ;
- à la vigilance dont la CRE fait preuve pour s'assurer que tous les contributeurs payent la CSPE due.

3.2. Le recouvrement de la CSPE 2006 est en cours

Le recouvrement de la CSPE due au titre de 2006 se poursuit : EDF, ERD et RTE n'ont pas achevé la facturation au titre de 2006, et tous les contributeurs auprès de la CDC n'ont pas procédé à leur règlement (auto-producteurs et consommateurs qui s'approvisionnent en électricité sans utiliser les réseaux publics⁽⁶⁾), bien que la dernière échéance soit le 31 janvier 2007.

Toutes les ELD supportant des charges en 2006 ont été totalement compensées.

Le tableau 8 présente le nombre de sites ayant déclaré leur CSPE 2006 auprès de la CDC. Le nombre d'autoproduiteurs et de consommateurs concernés est stable.

4. Actions de la CRE relatives au TaRTAM

Conformément au décret du 4 mai 2007 relatif à la compensation des charges liées au TaRTAM, la CRE a proposé au ministre chargé de l'énergie la contribution unitaire pour 2007 finançant en partie ces charges. Elle a estimé les charges supportées par les fournisseurs au cours du premier trimestre 2007, sur la base de leur déclaration. Ces charges seront compensées aux fournisseurs le 5 juillet 2007. Pour les trimestres ultérieurs, le décret prévoit que les fournisseurs sont compensés dans les 15 jours ouvrés bancaires suivant la fin du trimestre (cf. encadré 19 p. 80).

Tableau 8 : Nombre de sites ayant déclaré leur CSPE auprès de la CDC

	2003	2004	2005	2006 1 ^{er} semestre
Nombre d'autoproduiteurs ayant déclaré à la CDC	133	144	143	140
Nombre réel de paiements *	30	31	45	53
CSPE payée (M€)	2,2	3,6	3,7	3,67
Nombre de consommateurs ayant déclaré à la CDC	97	115	123	120
Nombre réel de paiements **	70	84	139	132
CSPE payée (M€)	5,2	7,6	7,5	8,22

* Les autoproduiteurs peuvent bénéficier de l'exonération de 240 GWh et du plafonnement à 500 000 €.

** Les consommateurs peuvent bénéficier de l'exonération de 240 GWh d'un producteur qui le fournit sur le même site et du plafonnement de 500 000 €.

(6) N'ayant pas déjà acquitté leur CSPE auprès d'un tiers.

→ Annexes

134

I. Le fonctionnement de la CRE	135
1. Compétences et organisation de la CRE dans le nouveau cadre de la loi du 7 décembre 2006.....	135
2. L'activité de la CRE en chiffres.....	137
3. L'organisation et les moyens.....	139
II. Glossaire	141
III. Sigles	148
IV. Unités et conversions	149
V. Index des encadrés, tableaux et figures	150
VI. Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER)	152

La loi
du 7 décembre 2006
**a élargi les
compétences**
de la CRE

La CRE
est chargée de
la **surveillance des**
marchés de gros.

La CRE participe
à la **mise en
œuvre des
dispositions**
du service public
de l'énergie.

I. Le fonctionnement de la CRE

1. Compétences et organisation de la CRE dans le nouveau cadre de la loi du 7 décembre 2006

La loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie a été adoptée à l'issue d'un long débat parlementaire dont l'un des objets était la privatisation de Gaz de France.

Au-delà de cette disposition, cette loi permet d'achever la transposition des directives européennes du 26 juin 2003, particulièrement les mesures relatives à l'ouverture totale à la concurrence des marchés de l'électricité et du gaz naturel, à compter du 1^{er} juillet 2007. Elle a posé le principe du libre choix de leur fournisseur d'électricité ou de gaz pour tous les clients. Elle a imposé la séparation juridique des gestionnaires de réseau de distribution desservant plus de 100 000 clients. La loi a aussi permis la mise en place des outils nécessaires à une protection optimale du consommateur.

La loi maintient les tarifs réglementés sur les sites qui en bénéficient déjà. Elle instaure un tarif réglementé transitoire d'ajustement au marché (TaRTAM) pour une période de deux ans pour les consommateurs professionnels d'électricité, et elle crée un tarif spécial de solidarité en gaz, sur le modèle de celui qui existe déjà pour l'électricité.

Ces évolutions s'accompagnent de modifications importantes des compétences et de l'organisation de la CRE.

1.1. Les compétences de la CRE

La loi du 7 décembre 2006 relative au secteur de l'énergie a redéfini et élargi les compétences de la CRE.

Selon la loi, la CRE « concourt, au bénéfice des consommateurs finals, au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel. Elle veille, en particulier, à ce que les conditions d'accès aux réseaux de transport et de distribution d'électricité et de gaz naturel n'entravent pas le développement de la concurrence. Elle 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 » ⁽⁷⁾ (cf. encadré 31).

Deux compétences majeures ont été confiées à la CRE par la loi du 7 décembre 2006 :

- comme l'avait souhaité la CRE dans ses précédents rapports d'activité, la loi lui confie désormais explicitement la surveillance des transactions effectuées sur les marchés de gros, organisés ou non ;
- certaines compétences dont disposait la CRE dans le secteur de l'électricité ont été étendues au secteur du gaz. Ainsi, la loi a confié à la CRE le pouvoir d'approuver les programmes d'investissements des gestionnaires des réseaux de transport de gaz naturel. Elle a également accordé à la CRE un pouvoir réglementaire supplétif en application de l'article 37 de la loi du 10 février 2000.

La CRE a pour mission générale de concourir au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz naturel. Elle veille en conséquence à la mise en place et au respect de règles claires et transparentes qui donnent les moyens aux consommateurs de faire jouer pleinement la concurrence et aux nouveaux fournisseurs d'entrer sur le marché.

Dans ce cadre :

- La CRE veille aux conditions d'accès aux réseaux et aux infrastructures de gaz et d'électricité

La CRE a pour mission de garantir un accès équitable aux réseaux publics de transport et de distribution de gaz et d'électricité, aux installations de gaz naturel liquéfié (GNL) et aux stockages de gaz. La concurrence ne peut s'exercer que si tous les fournisseurs d'énergie disposent d'un accès à l'ensemble des réseaux, ouvrages et installations de la chaîne d'acheminement de l'énergie jusqu'au consommateur final. Cet accès doit être transparent et non discriminatoire. Pour assurer cette mission, la CRE propose au gouvernement les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution.

La CRE veille au bon développement des réseaux et à leur bon fonctionnement. Pour cette mission, la CRE approuve les programmes d'investissements

(7) Article 5.I de la loi du 7 décembre 2006.

Encadré 31 : Les pouvoirs de la CRE

Pouvoir d'approbation des programmes d'investissements des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité et de gaz ;

Pouvoir réglementaire supplétif en électricité et en gaz :

- conditions de raccordement aux réseaux,
- conditions d'utilisation des réseaux ;

Pouvoir de fixation des règles de dissociation comptable :

- entre les activités de fourniture, de transport et de distribution,
- entre la fourniture aux clients ayant exercé leur éligibilité et ceux qui n'ont pas exercé cette éligibilité,
- concernant les charges imputables aux tarifs de solidarité en gaz et en électricité
- concernant les charges liées au tarif réglementé transitoire d'ajustement au marché (TaRTAM) qui ne concerne que l'électricité ;

Pouvoir d'évaluation des charges de service public de l'électricité et d'organisation des appels d'offres décidés par le ministre chargé de l'énergie, pour construire de nouveaux moyens de production d'électricité ;

Pouvoir de proposition des tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'énergie, d'accès aux installations de GNL et des prestations annexes des gestionnaires de réseaux d'électricité ;

Pouvoir d'enquête, de mise en demeure, de sanction, en cas de violation de règles législatives ou réglementaires, ou de non respect des décisions de la CRE ;

Pouvoir quasi juridictionnel de règlement des différends relatifs à l'accès et l'utilisation des réseaux et infrastructures.

Encadré 32 : Quatre types de délibérations de la CRE

- Les décisions: délibérations notifiées aux parties et éventuellement publiées. Ces décisions s'imposent à leurs destinataires, qui s'exposent à des sanctions en cas de non respect.
- Les propositions: délibérations adressées au gouvernement, que celui-ci ne peut qu'entériner ou rejeter en bloc, sans pouvoir les modifier (tarifs d'accès aux réseaux et charges de service public). Elles sont rendues publiques au moment de la publication de la décision du gouvernement au Journal Officiel.
- Les avis: délibérations adressées au gouvernement sur des projets de textes. Ces avis ne lient pas le gouvernement. Ils sont rendus publics au moment de la publication du texte du gouvernement au Journal Officiel.
- Les communications: délibérations dans lesquelles la CRE fait connaître sa position sur un sujet relevant de sa compétence.

des gestionnaires des réseaux de transport, aussi bien en électricité qu'en gaz naturel. Elle approuve également les principes de séparation juridique et comptable entre les activités de transport, de fourniture et de distribution et en publiant chaque année un rapport sur le respect des codes de bonne conduite et l'indépendance des gestionnaires de réseaux de gaz et d'électricité.

- La CRE surveille les marchés

La CRE est chargée de la surveillance des transactions effectuées sur les marchés de gros, organisés ou non, et de la surveillance des échanges aux frontières.

La surveillance d'un marché consiste à vérifier que la formation des prix relève bien du jeu de la concurrence. L'action de la CRE vise à détecter, par l'analyse des prix et des décisions des acteurs, tout comportement paraissant anormal et pouvant révéler une manipulation. En rassurant les intervenants, une surveillance efficace favorise la multiplication des transactions et renforce la capacité du marché à donner des signaux de prix pertinents. La confiance dans la formation des prix est également déterminante pour les investisseurs et contribue à la sécurité d'approvisionnement du marché français.

- La CRE participe à la mise en œuvre des dispositions relatives au service public de l'énergie

Ces dernières se composent :

- des obligations d'achat imposées aux opérateurs dans le cadre de la promotion de la cogénération et des énergies renouvelables, pour l'électricité ;
- de la péréquation géographique des tarifs au niveau national pour l'électricité, et à l'intérieur de la zone de desserte de chaque gestionnaire pour le gaz ;
- du tarif spécial « produit de première nécessité » en électricité et du tarif spécial « de solidarité » en gaz.

1.2. L'organisation de la CRE

La composition de la CRE a été modifiée par la loi du 7 décembre 2006. La CRE est désormais composée d'un collège de commissaires, d'un comité de règlement des différends et des sanctions (CoRDIS), et de services dirigés par un directeur général, sous l'autorité du président.

La loi dispose que le président du collège est nommé par décret, en raison de qualifications dans les do-

maines juridique, économique et technique, après avis des commissions du Parlement compétentes en matière d'énergie⁽⁸⁾.

1.2.1. La composition du collège de la Commission

Le collège est composé :

- du président du collège, 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.

Les membres du collège des commissaires sont indépendants : ils sont soumis à une incompatibilité avec tout mandat électif et toute détention d'intérêts dans une entreprise du secteur de l'énergie. Ils exercent un mandat de six ans, non renouvelable.

1.2.2. Le Comité de règlement des différends 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

(Pierre-François Racine, Jean-Claude Hassan) et de deux conseillers à la Cour de cassation désignés par le premier président de la Cour de cassation (Dominique Guirimand, Jacqueline Riffault-Silk), tous quatre nommés pour 6 ans. Le président de ce comité, M. Pierre-François Racine, a été nommé par décret parmi les membres.

2. L'activité de la CRE en chiffres

Entre le 1^{er} juin 2006 et le 31 mai 2007, la CRE a tenu 207 séances formelles ou informelles. Elles se décomposent ainsi : 55 séances formelles qui donnent lieu à des délibérations (avis, propositions, décisions ou communications) et 152 séances informelles. L'augmentation du nombre des séances informelles sur la période écoulée a deux raisons : d'une part, la proximité de l'échéance du 1^{er} juillet 2007 ; d'autre part, l'adoption de nouvelles méthodes de travail.

Le nombre d'avis a augmenté en raison des mouvements tarifaires demandés par les entreprises locales de distribution.

Le nombre des communications s'est légèrement accru. La même observation peut être faite pour les décisions par rapport à la période de référence précédente.

Le nombre d'auditions reste soutenu avec 137 contre 136 l'année écoulée. Le nombre de règlements de différend s'élève à trois. Depuis son installation en mars 2007, le CoRDIS s'est réuni pour traiter d'un désistement.

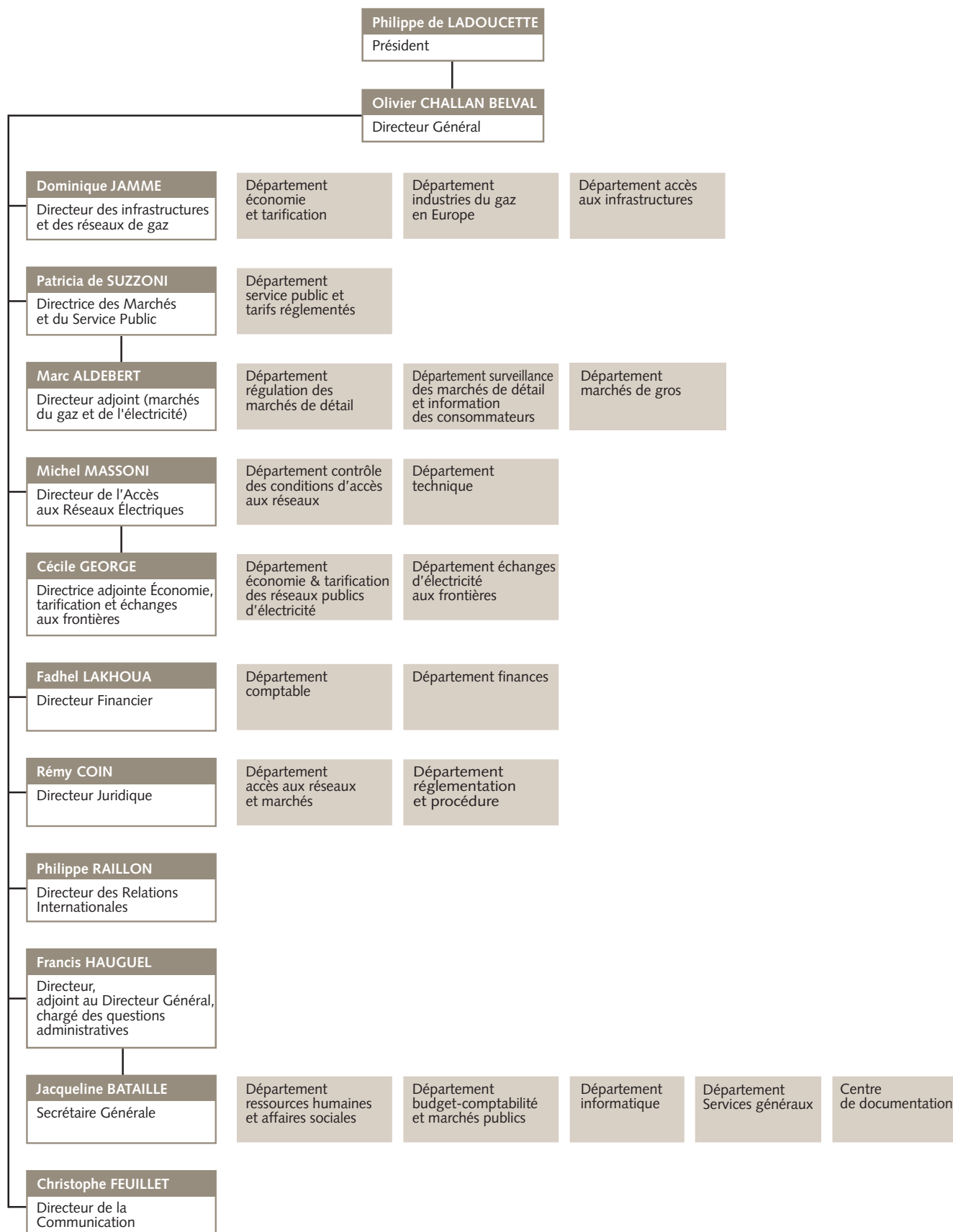
L'ensemble des délibérations de la CRE sont rendues publiques sur son site Internet. Ses avis et propositions formulés à l'adresse du gouvernement sont pour leur part publiés au Journal officiel de la République française, à l'initiative des ministres chargés de l'économie et de l'énergie.

Tableau 9 : L'activité de la CRE en chiffres du 1^{er} juin 2006 au 31 mai 2007

	Gaz	Électricité	Total 2006-2007	Total 2005-2006
Nombre d'avis	77	17	94	65
Nombre de communications / recommandations	3	7	10	6
Nombre de décisions (propositions, décisions réglementaires, à l'exception des règlements de différend)	6	15	21	15
Nombre d'auditions	65	72	137	136
Nombre de consultations publiques	1	0	1	7
Nombre de règlements de différends		3	3	4

(8) L'article 5-I, alinéa 6 de la loi du 7 décembre 2006.

Figure 72 : Organigramme des services



3. L'organisation et les moyens

3.1. L'organisation des services

L'organisation des services de la CRE est présentée dans la figure 72.

Les enjeux de l'ouverture complète, le 1^{er} juillet 2007, des marchés de l'électricité et du gaz ont conduit la CRE à réorganiser leur suivi en regroupant au sein d'une même direction, la direction des marchés et du service public (DMSP), l'ensemble des questions concernant les marchés de l'électricité et du gaz. Ils ont également conduit à mettre en place au sein de cette même direction, un « service consommateurs » destiné à préparer le cadre de gestion opérationnel de la relation avec les consommateurs à l'échéance du 1^{er} juillet 2007.

D'autre part, l'importance du développement des interconnexions des réseaux électriques des États membres a conduit à créer un « département des échanges aux frontières » au sein de la direction de l'accès aux réseaux électriques.

Enfin, la CRE a transformé le service communication en direction à part entière. Dans le contexte de l'ouverture complète des marchés de l'électricité et du gaz, la CRE renforce ainsi sa capacité à communiquer auprès de tous les consommateurs.

3.2. Les moyens budgétaires

Les moyens humains et financiers de la CRE sont inscrits au budget de l'État adopté par le Parlement. L'attribution des moyens pour l'exercice 2006 s'est effectuée pour la première fois dans le cadre budgétaire

taire défini par la loi organique relative aux lois de finances (LOLF), qui a réformé l'organisation et la gestion du budget de l'État.

Les moyens de la CRE sont désormais inscrits dans la mission « développement et régulations économiques », au sein du programme « régulation et sécurisation des échanges de biens et services » dont elle constitue l'action « régulation et contrôle des marchés de l'énergie ».

La progression de 5% des crédits de fonctionnement (hors crédits de personnel) accordée en 2006 et 2007, s'est révélée insuffisante en 2006. Elle s'avère d'ores et déjà insuffisante pour 2007 pour permettre à la CRE de faire face à la fois aux enjeux de l'ouverture complète des marchés et à l'extension de ses missions prévues par la loi du 7 décembre 2006.

Ce nouveau contexte devra être pris en compte dans le réajustement des moyens, conformément aux directives européennes qui ont demandé aux États membres de doter leurs autorités de régulation des moyens qui leurs sont nécessaires pour s'acquitter de leurs obligations « de manière efficace et rapide ».

3.3. Les personnels des services de la CRE

Les effectifs de la CRE (hors collège et CoRDIS), en emplois temps plein, sont passés de 107 agents fin 2005, à 117 fin 2006 et devraient atteindre le niveau de 126 fin 2007.

Fin 2006, l'ensemble des cadres représentait 91% des effectifs. La proportion des femmes s'élevait à 47%, celles des hommes à 53%. L'âge moyen était de 39 ans (cf. figure 73).

Figure 73: Pyramide des âges

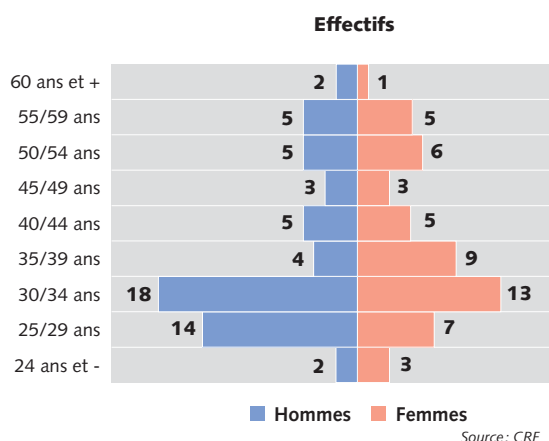
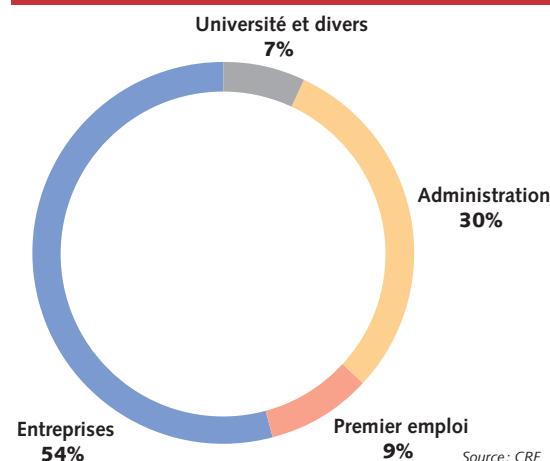


Figure 74: Origine des personnels



Les personnels étaient composés de 81% d'agents contractuels, dont plus d'un tiers proviennent d'entreprises du secteur de l'énergie, et de 19% de fonctionnaires. La diversité des origines professionnelles des personnels (entreprises, consultants, universités, autres régulateurs, organismes internationaux...), leur niveau de technicité et la richesse de leur expérience confèrent expertise et compétence aux services de la CRE (cf. figure 74).

La politique de recrutement de la CRE fait appel à des cadres expérimentés, immédiatement opérationnels sur les responsabilités qui leur sont confiées. L'expérience moyenne des chargés de mission avant leur embauche était de 8 ans en 2006. Seuls 9% des effectifs ont été recrutés dans le cadre d'un premier emploi.

La politique de rémunération de la CRE repose sur la reconnaissance des capacités professionnelles (niveau de formation et expérience acquise), la prise en compte du niveau des responsabilités exercées ainsi que sur les efforts déployés par chacun pour atteindre les objectifs qui lui sont fixés. Les rémunérations moyennes annuelles brutes, primes incluses, s'établissaient comme suit en 2006 : 32 000 € pour les non cadres, 33 000 € pour les cadres moyens, 49 000 € pour les chefs de département et chargés de mission, 102 000 € pour les cadres dirigeants.

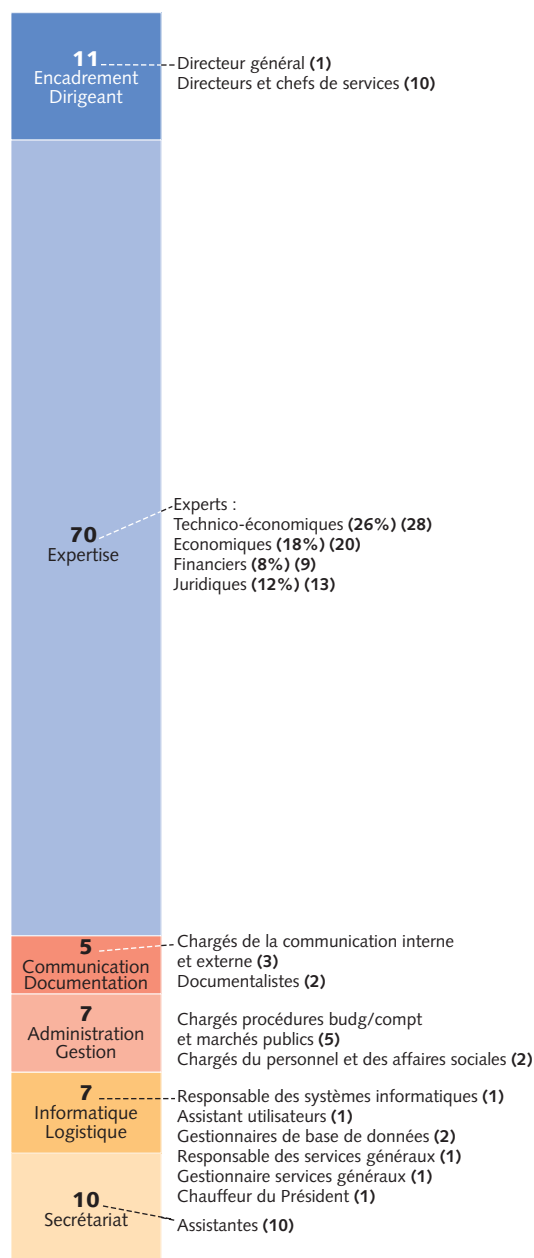
82% des personnels de la CRE sont affectés aux fonctions de la régulation, tandis que 18% assurent des fonctions de support (administration, communication, informatique, documentation...) (cf. figure 75).

La politique de formation permanente de la CRE répond à trois objectifs :

- développer les compétences spécifiques à l'exercice de la régulation ;
- accroître l'efficacité personnelle (informatique, langues étrangères) ;
- soutenir des projets professionnels, y compris diplômant, en rapport avec les activités de la CRE.

En 2006, 60% de l'ensemble des effectifs de la CRE ont bénéficié d'une ou plusieurs formations.

Figure 75 : Répartition des effectifs par fonctions



Source : CRE

II. Glossaire

- définitions communes (électricité/gaz)
- définitions spécifiques au gaz
- définitions spécifiques à l'électricité

● **Accès des Tiers au Réseau :** droit reconnu à chaque utilisateur (client éligible, distributeur, producteur) d'utilisation d'un réseau de transport ou de distribution contre le paiement d'un droit d'accès.

● **Accès réglementé des Tiers au Réseau :** dans le cas de l'ATR régulé, les tarifs d'utilisation du réseau sont proposés par le régulateur. Les conditions d'accès sont transparentes et non discriminatoires vis-à-vis des utilisateurs.

● **Accès négocié des tiers aux réseaux :** les conditions d'accès au réseau sont négociées entre le gestionnaire du réseau et les acteurs du marché (clients éligibles, producteurs...) au cas par cas.

● **Base :** la base est la partie constante de la charge d'un réseau sur une période donnée. Un produit base correspond à la fourniture d'un bloc d'électricité sur l'ensemble d'une période (exemple : de 0 heure à 24 heures pour un produit base journalier).

● **Bloc d'électricité :** quantité d'énergie électrique qui transite par le réseau à un niveau de puissance constant (exemple : un bloc de 24 heures correspond à un produit base).

● **Centrale électrique à cycles combinés :** centrale thermique, fonctionnant généralement avec des turbo-générateurs à gaz, dans laquelle l'électricité est produite à deux niveaux successifs : en premier lieu par la combustion du gaz dans les turbines, et en deuxième lieu par l'utilisation de l'énergie des produits de la combustion du gaz dans des chaudières alimentant des turbo-générateurs à vapeur. Ce procédé permet d'atteindre des rendements thermiques élevés (55 à 60%, contre seulement 33 à 35% pour les centrales thermiques classiques).

● **Client éligible :** consommateur d'électricité ou de gaz autorisé, pour alimenter un de ses sites ou revendre de l'énergie, à s'adresser à un ou plusieurs fournisseurs d'électricité ou de gaz de son choix.

● **Cogénération :** production simultanée de chaleur et d'électricité. Le rendement de ces installations est sensiblement meilleur que si elles ne produisaient que de l'électricité.

● **Comptage :** mesure des différentes caractéristiques de l'électricité ou du gaz permettant de déterminer l'énergie produite ou consommée.

● **Congestion :** état de saturation d'une ligne électrique ou d'une canalisation de gaz ne permettant pas de procéder au transport ou à la distribution de toutes les quantités injectées ou soutirées, compte tenu des caractéristiques et performances des équipements du réseau.

● **Contrat d'acheminement transport (contrat de transport) / contrat d'acheminement distribution (contrat de distribution) :** contrat conclu entre un gestionnaire de réseau de transport ou de distribution et un expéditeur transport ou distribution, pour acheminer des quantités d'énergie entre un ou plusieurs points d'entrée et un ou plusieurs points de livraison.

● **Contrat de fourniture :** contrat de vente d'électricité ou de gaz naturel d'un fournisseur à un client final ou à un négociant.

● **Contrat de conditions de livraison :** contrat conclu entre un gestionnaire de réseau de distribution d'une part et un client final ou un autre gestionnaire de réseau de distribution d'autre part, relatif :
 - aux conditions de livraison du gaz naturel (pression, débit...);
 - aux caractéristiques et régimes de propriété des équipements de livraison (location du poste de livraison, ...) et
 - aux conditions de détermination des quantités d'énergie livrées.

● **Conversion** : le réseau de transport de GDF comporte deux zones distinctes : la zone H alimentée en gaz à haut pouvoir calorifique (gaz H), et la zone B, alimentée en gaz de Groningue, à bas pouvoir calorifique (gaz B). Les deux gaz ne sont pas interchangeables. Gaz de France propose un service de conversion permettant aux expéditeurs d'échanger des ressources dont ils disposent en zone H contre du gaz B.

● **Coûts évités** : lorsqu'un opérateur est contraint d'acheter une quantité d'électricité dans le cadre des obligations d'achat imposées par les pouvoirs publics, cette quantité se substitue à une énergie qu'il aurait dû se procurer (production, achat). Les économies ainsi induites constituent les coûts évités.

● **Cycles combinés** : voir centrale électrique à cycles combinés.

● **Dissociation comptable** : obligation faite aux entreprises intégrées, de tenir des bilans et comptes de résultat séparés pour les activités de production (électricité), de transport, de distribution (électricité et gaz), de stockage (gaz), et les autres activités. Ces comptes, ainsi que les principes ayant régi leur élaboration (règles d'imputation, périmètres, relations financières entre activités) figurent dans l'annexe des comptes annuels des opérateurs.

● **Distributeurs non nationalisés (DNN)** : voir ELD.

● **Écarts de consommation** : différence dans un périmètre donné entre le total des quantités d'énergie injectées et le total des quantités d'énergie soutirées.

● **Entreprise locale de distribution (ELD)** : entreprise locale de distribution (distributeur non nationalisé) qui assure la distribution d'électricité ou de gaz sur un territoire déterminé. Certaines ELD produisent également de l'électricité.

● **Entreprise d'électricité intégrée** : entreprise verticalement ou horizontalement intégrée. Une entreprise horizontalement intégrée est une entreprise assurant au moins une des fonctions de production, de vente, de transport ou de distribution d'électricité, ainsi qu'une autre activité en dehors du secteur de l'électricité ; une entreprise verticalement intégrée est une entreprise assurant au moins deux fonctions dans le secteur de l'électricité : production, transport ou distribution d'électricité.

● **Expéditeur transport ou expéditeur distribution** : signataire d'un contrat d'acheminement transport ou distribution avec un gestionnaire de réseau transport ou distribution. Un expéditeur transport ou distribution peut être un client final éligible, un fournisseur ou leur mandataire.

● **Feuilles de route** : plans d'actions proposés par les régulateurs.

● **Fixage** : système de cotation d'un produit (par exemple bloc horaire sur Povernext) par croisement des courbes agrégées d'offre et de demande afin de déterminer le prix et le volume d'équilibre. Mécanisme utilisé par exemple sur Povernext pour la négociation de produits horaires.

● **Forum de Florence (électricité) et de Madrid (gaz)** : rencontres périodiques, créées à l'initiative de la Commission européenne, réunissant, respectivement pour l'électricité et le gaz, les représentants des gouvernements, des régulateurs, des GRT, des associations de producteurs, d'utilisateurs et de consommateurs sous l'égide de la Commission européenne.

● **Fournisseur** : personne morale, titulaire d'une autorisation, en gaz, ou s'étant déclarée auprès des pouvoirs publics, en électricité, qui alimente au moins un consommateur final en électricité ou en gaz, soit à partir d'une énergie qu'il a produite lui-même, soit à partir d'une énergie qu'il a achetée (négociant).

● **Fourniture électrique** : on distingue, dans la demande électrique, quatre formes de consommation :

- la fourniture électrique « de base » (ou « ruban ») qui est produite ou consommée de façon permanente toute l'année ;
- la fourniture de « semi-base » dont la période de production et de consommation est concentrée sur l'hiver ;
- la fourniture de « pointe » qui correspond à des périodes de production ou de consommation chargées de l'année ;
- la fourniture « en dentelle » qui constitue un complément d'une fourniture de « ruban ».

● **Gas release** : obligation faite à un fournisseur de céder, pour une période donnée, une partie de ses ressources en gaz à d'autres fournisseurs. Cette opération a pour finalité de permettre à la concurrence de se développer, en attendant que de nouvelles infrastructures viennent créer des conditions nécessaires à un approvisionnement plus diversifié.

● **Gaz naturel liquéfié (GNL)**: Gaz naturel amené à l'état liquide par refroidissement à moins 160 degrés C, dans le but principal de permettre son transport par des navires méthaniers.

● **Gestionnaire de réseau de transport (GRT) ou de distribution (GRD)**: personne responsable de la conception, de la construction, de l'exploitation, de l'entretien et du développement d'un réseau public de transport ou de distribution, assurant l'exécution des contrats relatifs à l'accès des tiers à ces réseaux.

● **Guichet**:

- s'agissant de la programmation de la production et du mécanisme d'ajustement: heure limite de soumission, de modification, de retrait d'une offre d'ajustement, ou de re-déclaration du programme de production, des performances et des contraintes techniques d'un groupe;
- s'agissant des interconnexions: heure limite de dépôt soit des demandes de capacité d'interconnexion (allocation) soit des nominations des capacités acquises.

● **HTA**: Haute Tension du domaine A: tension comprise entre 1 et 40 kV.

● **HTB**: Haute Tension du domaine B: tension comprise entre 40 et 130 kV.

● **Hub notionnel**: point d'échange qui ne peut pas être localisé géographiquement d'une manière précise (exemple: Le NBP au Royaume-Uni ou les points d'échange de gaz (PEG) en France: l'échange s'y fait entre l'entrée et la sortie du réseau de transport de la zone correspondante, sans plus de précision).

● **Hub physique**: point d'échange qui peut être localisé géographiquement d'une manière précise (exemple: Zeebrugge en Belgique où l'échange se produit sur une plateforme physique).

● **IFA 2000**: interconnexion électrique France-Angleterre, d'une puissance de 2 000 MW en courant continu.

● **Interconnexion**: équipements utilisés pour relier deux réseaux électriques ou canalisation reliant deux réseaux de transport de gaz.

● **Mécanisme d'ajustement**: mécanisme permettant à un GRT d'équilibrer à chaque instant la production et la consommation grâce aux quantités d'électricité supplémentaires que les producteurs peuvent fournir ou aux réductions de consommation que les consommateurs peuvent prodiguer.

● **Marché Spot**: marché sur lequel s'effectuent des transactions d'échange et d'achat/vente portant sur des quantités d'électricité ou des volumes de gaz livrables le lendemain. Pour constituer des marchés fiables et des références de prix crédibles pour les intervenants, ces marchés doivent répondre à une double exigence de transparence (publication des données en temps réel) et de liquidité (aucun intervenant ne doit être susceptible d'influer sur le marché en raison d'une position dominante).

● **Méthanier**: navire transportant dans ses cuves du gaz naturel liquéfié (GNL).

● **Modulation**: terme désignant l'écart entre les conditions réelles de consommation de gaz par un client et celles correspondant à un enlèvement régulier sur l'année de sa consommation journalière moyenne. La couverture des variations de consommation (journalière, hebdomadaire ou saisonnière) est généralement assurée par les stockages souterrains, auxquels les clients et leurs fournisseurs peuvent avoir accès, soit directement (dans les pays où un accès des tiers aux stockages- régulé ou négocié- est prévu) ou sous la forme d'une prestation de service de modulation (cas de la France).

● **Monopole naturel**: On désigne ainsi les secteurs d'activité économique qui se caractérisent par des rendements strictement croissants, c'est-à-dire que le coût de la dernière unité produite est inférieur à celui de toutes les précédentes. Dans ces conditions les coûts moyens de production sont strictement décroissants, c'est-à-dire que le coût moyen diminue avec le volume produit. Il en découle qu'un opérateur unique est nécessairement plus performant que plusieurs opérateurs, dès lors qu'il est empêché d'abuser de sa situation de monopole. Les secteurs concernés sont généralement ceux dans lesquels les coûts d'investissement (coûts fixes) sont si élevés qu'il ne serait pas justifié de les multiplier pour permettre l'introduction de la concurrence. Les exemples de monopoles naturels généralement cités sont ceux des réseaux d'infrastructures: réseau ferroviaire, routier et autoroutier, réseau de distribution d'eau, de gaz, d'électricité.

● **Négociant**: fournisseur de gaz ou d'électricité qui achète de l'énergie auprès d'un autre fournisseur afin de la revendre à des clients finals ou des négociants.

● **« Netting » de capacité**: cette action des gestionnaires de réseaux consiste à tenir compte des flux commerciaux nominés fermement dans chacun des sens dans le but de dégager de la capacité supplémentaire.

● **Nordpool**: bourse de l'électricité des pays du nord de l'Europe (Norvège, Finlande, Suède et Danemark).

● **Obligation d'achat**: dispositif législatif obligeant EDF et les distributeurs non nationalisés (DNN) à acheter de l'électricité produite par certaines filières de production à des conditions imposées.

● **Off shore (installation éolienne)**: capacité de production éolienne implantée en mer.

● **On shore (installation éolienne)**: capacité de production éolienne implantée sur terre.

● **Open season**: procédure qui sert à dimensionner une nouvelle infrastructure en fonction des besoins du marché et à allouer les capacités correspondantes de manière non discriminatoire.

● **Ouvrages de raccordement**: canalisations et installations assurant le raccordement d'un client final ou d'un réseau de distribution à un réseau de transport ou de distribution de gaz. Ces ouvrages de raccordement sont constitués d'un ou de plusieurs des éléments suivants: branchement, poste de livraison, extension de réseau de distribution.

● **Pay-as-bid**: règle de paiement d'une procédure d'enchère appliquée aussi bien pour la vente de capacité d'interconnexion ou pour l'achat et la vente d'énergie dans le cadre du mécanisme d'ajustement. Selon cette règle, chaque agent dont l'offre est acceptée reçoit (ou paye) le prix qu'il a proposé et offre (ou reçoit) la quantité proposée.

● **Plafond de prix**: mécanisme de régulation tarifaire par lequel l'autorité de régulation fixe à l'avance pour plusieurs années le rythme d'évolution des niveaux de prix. Ce mécanisme est généralement considéré comme incitatif à des améliorations de productivité car les entreprises dont les tarifs sont régulés peuvent bénéficier de tout ou partie des économies qu'elles réalisent durant la période pour laquelle les tarifs ont été fixés.

● **Plaque continentale**: ensemble de réseaux européens (Allemagne, Autriche, Suisse, Benelux, France) dont le degré d'interconnexion est suffisant pour permettre la fluidité des échanges physiques.

● **Point de comptage ou d'estimation**: point d'un réseau de transport ou de distribution où une quantité d'énergie est déterminée à partir de compteurs ou d'estimations.

● **Point d'échange de gaz (PEG)**: point d'un réseau de transport où le gestionnaire de réseau de transport gère les échanges de gaz entre expéditeurs.

● **Point de conversion**: points virtuels rattachés respectivement aux zones d'équilibrage Nord H et Nord B où s'effectue le service de conversion entre ces deux zones.

● **Point d'entrée**: point d'un réseau de transport ou de distribution où un expéditeur transport ou distribution met du gaz à disposition d'un gestionnaire de réseau de transport ou distribution en exécution d'un contrat acheminement transport ou distribution signé avec lui.

● **Point d'interface transport distribution (PITD)**: point où le gaz acheminé par un gestionnaire de réseau de transport est pris en charge par le gestionnaire d'un réseau de distribution.

● **Point de livraison**: point d'un réseau de transport ou de distribution où un gestionnaire de réseau de transport ou de distribution met du gaz à la disposition d'un expéditeur, d'un client final ou d'un autre gestionnaire de réseau.

● **Point de sortie**: point du réseau de transport de gaz naturel servant d'interface entre un réseau de transport principal et un réseau de transport régional.

● **Pointe (ou Produit peak)**: la pointe est la puissance maximum appelée sur un réseau électrique pendant une période donnée. Un produit pointe correspond à la fourniture d'une puissance électrique constante pendant les périodes de pointe (exemple: de 8 à 20 heures pour un produit pointe journalier).

● **Pool**: marché électrique national sur lequel toutes les transactions doivent se réaliser et visant à rationaliser l'appel des moyens de production.

● **Poste de livraison** : installation située à l'aval d'un réseau de transport ou de distribution, assurant une ou plusieurs des fonctions suivantes : détente, régulation comptage. Un poste de livraison permet de livrer du gaz à un réseau de distribution ou à un client final.

● **Pression** : suivant la nature du réseau, trois niveaux de pression sont généralement utilisés dans l'industrie du gaz :

- pour les grands transports internationaux, les pressions sont comprises entre 60 et 100 bar ;
- pour les réseaux français de transport principal et régional, de 40 à 80 bar ;
- pour les réseaux de distribution, on distingue la moyenne pression (de 400 mbar à 4 bar) et la basse pression, alimentant directement les clients domestiques, (inférieure ou égale à 50 mbar).

● **Producteur** : personne physique ou morale qui produit du gaz naturel et/ou de l'électricité. Le producteur est un fournisseur.

● **Programmation pluriannuelle des investissements (PPI)** : dans la loi française, objectifs fixés par le ministre chargé de l'Énergie en matière de répartition des capacités de production d'électricité par source d'énergie primaire et, le cas échéant, par technique de production et par zone géographique.

● **Protocole d'accès** : accord interne, équivalent au contrat d'accès aux réseaux, régissant au sein de l'entreprise EDF l'accès au réseau de transport d'EDF-Production ou de EDF-Distribution.

● **Qualité du gaz** : ensemble des caractéristiques physiques (pression, température, pouvoirs calorifiques supérieur et inférieur, indice de Wobbe) et chimiques (teneurs en méthane, propanes, butanes, teneurs en azote et autres gaz inertes) d'un gaz naturel distribué.

● **Raccordement** : action qui permet de relier physiquement un utilisateur au réseau.

● **Réseau interconnecté** : réseau constitué de plusieurs réseaux de transport et de distribution d'électricité ou de gaz reliés entre eux par une ou plusieurs interconnexions.

● **Réseau synchrone** : réseau de transport dont l'ensemble des ouvrages sont interconnectés par des liaisons à courant alternatif et où la fréquence est donc la même en tout point. En Europe, les principaux réseaux synchrones sont : UCTE ; Nordel, et les réseaux insulaires (Grande-Bretagne, Irlande...).

● **Réseau de transport et de distribution d'électricité** : réseau conçu pour le transit et la transformation de l'énergie électrique entre les lieux de production et les lieux de consommation. Il est composé de lignes électriques qui assurent les liaisons à des niveaux de tension donnés et de postes composés de transformateurs de tension, d'organes de connexion et de coupure, d'appareils de mesures, de contrôle-commande et de moyens de compensation de l'énergie réactive.

On distingue trois hiérarchies de réseaux :

- le réseau de grand transport et d'interconnexion qui achemine, en 400 kV ou 225 kV de grandes quantités d'énergie sur de longues distances avec un faible niveau de perte ;
- les réseaux régionaux de répartition qui répartissent l'énergie au niveau des régions qui alimentent les réseaux de distribution publique ainsi que les gros clients industriels en 225 kV, 90 kV et 63 kV ;
- les réseaux de distribution à 20 kV et 400 V, qui desservent les consommateurs finals en moyenne tension (PME-PMI) ou en basse tension (clientèle domestique, tertiaire, petite industrie).

● **Réseau de transport principal, régional et de distribution de gaz** :

- le réseau de transport principal est un ensemble de canalisations de transport à haute pression et de grand diamètre, qui relie entre eux les points d'interconnexion avec les réseaux voisins, les stockages souterrains et les terminaux méthaniers, et auquel sont raccordés les réseaux de transport régionaux, les réseaux de distribution et les plus importants consommateurs industriels ;
- le réseau de transport régional est une partie du réseau de transport qui assure l'acheminement du gaz naturel vers les réseaux de distribution et vers les clients finals de consommation importante, raccordés à celle-ci ;
- le réseau de distribution est un ensemble de canalisations de transport à moyenne et basse pression, qui assure l'acheminement du gaz vers les consommateurs finals et éventuellement vers d'autres réseaux de distribution.

● **Responsable d'équilibre (RE)**: tout opérateur qui s'engage contractuellement à financer, auprès de RTE, le coût des écarts constatés a posteriori, au sein d'un périmètre d'équilibre contractuel, entre électricité injectée (par des producteurs du périmètre) et électricité consommée (par des consommateurs du périmètre).

● **Ruban**: voir fourniture électrique.

● **Service de modulation**: prestation proposée en complément au contrat de transport / acheminement, en vue de gérer au mieux les irrégularités de la consommation de gaz des clients, au niveau journalier, mensuel ou saisonnier. Ce service est assuré en un point virtuel, dit point de modulation, au sein de chacune des zones d'équilibrage du réseau de transport.

● **Services système**: services nécessaires pour transmettre l'énergie depuis les groupes de production jusqu'aux charges tout en assurant la sûreté de fonctionnement du système électrique.

● **Station de compression**: installation industrielle visant à comprimer le gaz pour effectuer son transport par canalisation.

● **Stockage de gaz**: ensemble des installations permettant de constituer une réserve de gaz, sous forme gazeuse (stockage souterrain) ou sous forme de GNL (stockage en réservoirs de surface).

● **Stockage souterrain**: utilisation de formations géologiques (nappes aquifères ou dômes de sel) pour le stockage des hydrocarbures gazeux.

● **Subventions croisées**: utilisation des ressources d'une activité au profit d'une autre dans des conditions ne reflétant pas celles qui régiraient les relations de marché entre deux entreprises distinctes.

● **Take-or-pay**: contrat de long terme, où le producteur garantit la mise à disposition du gaz auprès d'un opérateur, et où cet opérateur garantit le paiement, qu'il prenne livraison du gaz ou non.

● **Tarifs réglementés**: tarifs de vente d'électricité ou de gaz aux clients non éligibles et aux clients éligibles n'ayant pas exercé leur éligibilité.

● **Tarif réglementé transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM)**: tarif réglementé dont peuvent bénéficier les clients ayant exercé leur éligibilité qui en font la demande avant le 1^{er} juillet 2007, pour une durée de deux ans.

● **Tarif timbre-poste**: principe de tarification qui permet d'avoir accès à toute une zone de desserte, contre le paiement d'un droit d'accès unique, indépendant de la distance parcourue par l'électricité.

Ce tarif se subdivise en deux parties :

- un timbre d'injection : paiement par le producteur pour livrer son énergie en un point de connexion du réseau ;
- un timbre de soutirage : paiement par le consommateur pour être alimenté en un point de connexion du réseau.

● **Tarif STS**: le tarif STS (Souscriptions Transport Saisonnalisées) est le tarif réglementé intégré qui s'applique aux ventes de gaz aux clients industriels n'ayant pas exercé leur éligibilité ainsi qu'aux clients industriels non-éligibles et aux distributions publiques.

● **Tarification « entrée-sortie »**: système tarifaire en application sur les réseaux gaziers de nombreux pays européens (Grande-Bretagne, Pays-Bas, Italie, France). Il consiste à découpler les souscriptions de capacités à l'entrée et à la sortie du réseau principal, et à facturer séparément les deux composantes du transport (entrée et sortie).

● **Tarification des transits**: tarification d'un flux d'énergie électrique traversant une zone de réglage.

● **Télérelève**: comptage à distance de la quantité d'énergie électrique injectée et soutirée sur le réseau. En France, l'équipement utilisé pour effectuer cette télérelève est conforme aux règles applicables en matière de métrologie, en application de l'article 13 du décret du 23 décembre 1994 approuvant le cahier des charges du réseau d'alimentation générale (RAG).

● **Terminal méthanier**: installation qui assure la réception, le stockage du gaz naturel liquéfié (GNL) ainsi que l'expédition, vers le réseau de transport principal, après regazéification du GNL.

● **Transits purs**: flux traversant une zone de réglage sans y être injectés ou soutirés (par exemple, un flux allant de Belgique en Espagne est un flux de transit en France).

● **Union pour la Coordination du Transport de l'Électricité (UCTE)**: association qui a pour but de définir les règles d'exploitation des interconnexions entre les pays européens. L'UCTE est un des quatre membres fondateurs d'ETSO. Cette organisation regroupe les gestionnaires des réseaux de transport des pays suivants: Autriche, Belgique, Bulgarie, Bosnie-Herzégovine, Croatie, République Tchèque, Danemark Ouest, France, Serbie et Monténégro, Macédoine, Allemagne, Grèce, Hongrie, Italie, Luxembourg, Pays-Bas, Pologne, Portugal, Roumanie, République Slovaque, Slovénie, Espagne, Suisse.

● **« Use-it-or-get-paid-for-it »**: cette règle donne le choix pour un détenteur de droits « physiques » de capacité d'interconnexion entre:

- utiliser son droit physiquement, en nommant fermement l'énergie correspondante suffisamment à l'avance auprès des gestionnaires de réseau ou;
- transformer son droit « physique » en droit « financier ». Dans ce cas, le détenteur du droit prévient les gestionnaires de réseaux qu'il décide de renoncer à exercer physiquement son droit. La capacité non utilisée est alors automatiquement réallouer au marché dans le cadre du mécanisme d'allocation suivant, en contrepartie de quoi le détenteur initial du droit reçoit le bénéfice de la réallocation.

● **« Use-it-or-lose-it »**: cette règle oblige les détenteurs de droits physiques de capacité d'interconnexion de nommer fermement l'énergie correspondante suffisamment à l'avance auprès des gestionnaires de réseaux. Cette nomination ferme a pour triple intérêt:

- de limiter les risques de rétention de capacité de la part d'acteurs de marché malveillants;
- de permettre aux gestionnaires de réseaux de réallouer au marché la capacité attribuée mais non utilisée;
- et enfin, de permettre aux gestionnaires de réseaux de réaliser du « netting » de capacité et donc d'allouer au marché la capacité supplémentaire ainsi dégagée.

● **Use-it-or-sell-it**: règle donnant le choix pour un détenteur de droits « physiques » de capacité d'interconnexion entre:

- utiliser son droit physiquement, en nommant fermement l'énergie correspondante suffisamment à l'avance auprès des gestionnaires de réseau ou;
- transformer son droit « physique » en droit « financier ». Dans ce cas, la capacité non utilisée est automatiquement réallouée au marché dans le cadre du mécanisme d'allocation suivant, et le détenteur initial du droit reçoit le bénéfice de la réallocation.

● **VPP (centrale virtuelle)**: capacité de production fictive, non individualisée, vendue à un opérateur permettant de soutirer sur demande, auprès d'un producteur, de l'énergie à un prix préalablement fixé.

● **Zone de réglage**: zone géographique sur laquelle le réseau de transport électrique est géré par un seul gestionnaire; il existe une seule zone de réglage en France mais certains pays peuvent en compter plusieurs.

● **Zone d'équilibrage**: zone géographique du réseau de transport principal sur laquelle l'expéditeur doit assurer l'équilibrage journalier de son bilan d'entrée et de sortie de gaz.

● **Zones non interconnectées (ZNI)**: zones du territoire national qui ne sont pas reliées (par des lignes électriques) au réseau métropolitain continental (Corse, Martinique, Guadeloupe, Réunion, Guyane, Saint-Pierre et Miquelon, îles de Molène et d'Ouessant).

● **Zone de sortie**: regroupement géographique de points de livraison appartenant à la même zone d'équilibrage, et caractérisé par le même tarif de sortie.

III. Sigles

AEEG : Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas
(Autorité pour l'énergie électrique et le gaz)

AIE : Agence Internationale de l'Énergie

APX : Amsterdam Power Exchange (Pays-Bas)

ATR : Accès des Tiers aux Réseaux

ATRT : Accès des Tiers aux Réseaux de Transport

ATRD : Accès des Tiers aux Réseaux de Distribution

ATTM : Accès des Tiers aux Terminaux Méthaniers

BT : Basse Tension

CEDIGAZ : Centre d'Information
et de Documentation sur le Gaz

CEER : Council of European Energy Regulators

CFM : Compagnie Française du Méthane

CNE : Comision Nacional de Energia
(Commission nationale de l'énergie) (Espagne)

CNR : Compagnie Nationale du Rhône

CRCP : Compte de Régulation des Charges
et des Produits

CREG : Commission de Régulation de l'Électricité
et du Gaz (Belgique)

CSPE : Contribution au Service Public de l'Électricité

DIDEME : Direction de la Demande
et des Marchés Énergétiques

EEX : European Energy Exchange

ELD : Entreprises Locales de Distribution

ERD : EDF Réseau de Distribution

ERGEG : European Regulators Group
for Electricity and Gas

ETSO : European Transmission System Operators

EUROGAS : European Gas Association

GNL : Gaz Naturel Liquéfié

GRD : Gestionnaire de Réseau de Distribution

GRT : Gestionnaire du Réseau de Transport

GSO : Gaz du Sud-Ouest

ICS : Informations Commercialement Sensibles

LPX : Leipzig Power Exchange

NBP : National Balancing Point

NGC : National Grid Compagny

OCM : On-the-day Commodity Market
(marché spot au NBP)

OTC : Over The Counter

PPI : Programme Pluriannuel d'Investissement

RE : Responsable d'Équilibre

RTE : Réseau de Transport d'Électricité

SNET : Société Nationale d'Électricité
et de Thermique

SPEGNN : Syndicat Professionnel des Entreprises
Locales Gazières

TaRTAM : Tarif Réglementé Transitoire d'Ajuste-
ment du Marché

THT : Très Haute Tension

TTF : Title Transfer Facility (hub gazier virtuel des
Pays-Bas)

UCTE : Union pour la Coordination du Transport
de l'Électricité

UNIDEN : Union des Industries Utilisatrices d'Énergie

VPP : Virtual Power Plant (centrale virtuelle)

ZNI : Zone Non Interconnectée

IV. Unités et conversions

Gaz

Volumes

1 mètre cube (m³) = 35-315 pieds cubes (pc)

1 tonne de gaz naturel liquéfié (t GNL) = 1 350 m³ de gaz

1 m³ de GNL = 593 m³ de gaz

Conversion masse / volume-énergie

1 000 m³ de gaz naturel = 0,9 tonne équivalent pétrole (tep)

1 m³ de gaz naturel = 10,8 kilowatt heure (kWh)

1 tonne de GNL = 1,3 tep

Conversion masse / volume en Btu (conventions Agence Internationale de l'Énergie)

Équivaut à	GNL		Gaz		
		Norvège	Pays-Bas	Russie	Algérie
1 m ³	39 343	40 290	33 550	35 855	37 125
1 kg	51 300	49 870	42 830	51 675	47 920

Équivalences énergétiques

Équivaut à	GJ	kWh	MBtu	th	therm
1 gigajoule (GJ)	1	277,8	0,948	238,9	9,479
1 kWh	3,6* 10 ⁻³	1	3,411* 10 ⁻³	0,86	3,411* 10 ⁻²
1 million Mbtu	1,055	293,2	1	252	10
1 thermie	4,186* 10 ⁻³	1,162	3,968* 10 ⁻³	1	3,968* 10 ⁻²
1 therm	0,1055	29,32	1*10 ⁻¹	25,2	1

1 baril de pétrole (West Texas Intermediate-WTI) = 0.17 MBtu (conventions USDOE)

Électricité

Pour mesurer la puissance, c'est-à-dire l'énergie par unité de temps, l'unité utilisée est le watt (W).

Le watt représente la puissance correspondant à une production d'énergie égale à un joule (J) par seconde.

Le joule représente le travail produit par un newton (N) dont le point d'application se déplace d'un mètre dans la direction de la force, sachant que le newton est la force qui communique à un corps ayant une masse d'un kilogramme, l'accélération d'un mètre par seconde.

Le kilowattheure (kWh) est l'énergie consommée par un appareil de puissance 1-kW pendant une heure.

Le volt (V) ou kilovolt (kV) exprime l'unité de tension, c'est-à-dire la différence de potentiel électrique entre deux points d'un conducteur parcouru par un courant constant d'un ampère (unité d'intensité de courant électrique) lorsque la puissance dissipée entre ces points est égale à un watt.

Dans le domaine de l'énergie, les coefficients multiplicateurs des unités de base s'appliquent de la même manière que pour les autres unités physiques, à savoir :

À titre d'exemple, la consommation globale d'électricité (hors pertes), en France, pour l'année 2006 a été de 446,4 TWh et la consommation moyenne annuelle d'un ménage français est de 4 700 kWh.

La puissance des dernières tranches nucléaires construites est de 1 450 MW, celle d'une éolienne peut atteindre 3 MW et celle d'un fer à repasser est de 1 kW.

V. Index des encadrés, tableaux et figures

Encadrés

Encadré 1 : Principales dispositions des directives électricité (2003/54/CE) et gaz (2003/55/CE) harmonisant le rôle et le pouvoir des régulateurs nationaux.....	11
Encadré 2 : Les <i>fora</i> de Florence et de Madrid.....	15
Encadré 3 : Une intervention des régulateurs novatrice.....	22
Encadré 4 : État d'avancement des travaux de la Région Centre-Sud (France – Italie – Allemagne – Autriche – Slovaquie – Grèce).....	24
Encadré 5 : État d'avancement des travaux de la Région Centre-Ouest (France – Belgique – Pays-Bas – Allemagne – Luxembourg).....	25
Encadré 6 : État d'avancement des travaux de la Région Grande-Bretagne – France – Irlande.....	25
Encadré 7 : Description des travaux menés dans le cadre des groupes de travail « Initiatives régionales en électricité » et « Organisation du marché électrique » de l'EREG.....	26
Encadré 8 : Les impacts de la décision du 1 ^{er} décembre 2005.....	27
Encadré 9 : Qu'est-ce que le couplage des marchés organisés ?.....	28
Encadré 10 : Sous-utilisation des capacités d'interconnexion restant disponibles en J-1 en 2006.....	29
Encadré 11 : Statut des interconnexions électriques entre la France et les autres États membres vis-à-vis des orientations pour la gestion des congestions.....	30
Encadré 12 : La règle de sécurité dite du « N-1 ».....	32
Encadré 13 : Observations émises par la CRE concernant les principes de dissociation comptable des ELD (délibération du 7 février 2007).....	45
Encadré 14 : Résultats de l'audit @rteria.....	49
Encadré 15 : Les différents modes de régulation tarifaire.....	50
Encadré 16 : Extension des missions de la CRE sur le fondement du cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité.....	52
Encadré 17 : L'impact sur le mécanisme d'ajustement de la panne d'électricité du samedi 4 novembre 2006.....	57
Encadré 18 : <i>Open season</i>	77
Encadré 19 : Le tarif transitoire d'ajustement du marché (TaRTAM).....	80
Encadré 20 : Conditions d'application des tarifs réglementés de vente.....	81
Encadré 21 : La mesure de la concentration du marché de gros.....	85
Encadré 22 : Le marché de gros de l'électricité.....	88
Encadré 23 : L'impact de la production éolienne sur les prix du marché français.....	92
Encadré 24 : La segmentation de la clientèle non résidentielle retenue par la CRE.....	98
Encadré 25 : Couverture des coûts par les tarifs réglementés de vente d'électricité.....	101
Encadré 26 : La segmentation de la clientèle non résidentielle retenue par la CRE.....	114
Encadré 27 : Les tarifs réglementés de vente de gaz naturel.....	114
Encadré 28 : Principe du profilage.....	119
Encadré 29 : Page d'accueil du site www.energie-info.fr	124

Encadré 30 : Les charges prévisionnelles de l'année 2007.....	131
Encadré 31 : Les pouvoirs de la CRE.....	136
Encadré 32 : Quatre types de délibérations de la CRE.....	136

Figures

Figure 1 : Organisation des instances européennes.....	12
Figure 2 : Les initiatives régionales gaz.....	20
Figure 3 : Composition du revenu autorisé.....	47
Figure 4 : Guichets et délai de neutralisation pour la programmation de la production.....	53
Figure 5 : Évolution du nombre de guichets infra-journaliers et du délai de neutralisation.....	54
Figure 6 : Participation des acteurs au mécanisme d'ajustement (part des ajustements à la hausse).....	54
Figure 7 : Évolution annuelle des charges liées à l'équilibrage du système.....	55
Figure 8 : Évolution du prix de règlement des écarts négatifs et du prix du marché Powernext depuis la mise en place du mécanisme d'ajustement.....	56
Figure 9 : Méthode de calcul du prix de règlement des écarts.....	58
Figure 10 : Évolution du facteur k depuis l'activation du mécanisme d'ajustement.....	58
Figure 11 : Fréquence moyenne annuelle de coupures longues dans les principales villes françaises (> 20 000 habitants) par utilisateur raccordé en basse tension, toutes causes confondues – résultats 2005.....	60
Figure 12 : Fréquence moyenne annuelle de coupures longues dans les principaux syndicats par utilisateur raccordé en basse tension, toutes causes confondues – résultats 2005.....	61
Figure 13 : Évolution du temps de coupure équivalent par région sur le réseau public de transport de RTE.....	63
Figure 14 : Comparaison régionale du temps annuel moyen de coupure longue sur les réseaux de distribution exploités par ERD (clients raccordés en basse tension, toutes causes confondues).....	63
Figure 15 : Cadre légal du raccordement au réseau public de transport.....	64
Figure 16 : Cadre légal du raccordement aux réseaux publics de distribution.....	65
Figure 17 : État des réservations des capacités au 31 janvier 2007, pour le 1 ^{er} semestre 2007.....	71
Figure 18 : Investissements prioritaires identifiés dans le 1 ^{er} plan indicatif pluriannuel des investissements (PIP) de gaz publié en mars 2007.....	78
Figure 19 : Le cadre tarifaire incitatif permet la réalisation effective d'investissements.....	79
Figure 20 : La chaîne de valeur commerciale de l'électricité.....	81
Figure 21 : Le bilan physique du marché français en 2006 (TWh).....	82
Figure 22 : Capacité de production installée en France.....	83
Figure 23 : Indice de concentration (HHI) de la production d'électricité (en énergie, 2006).....	84
Figure 24 : Projets de centrales de production de plus de 100 MW annoncés en France.....	84
Figure 25 : Importations et exportations d'électricité en France depuis 1981 (données DGEMP).....	86

Figure 26: Imports-Exports français d'électricité, par frontière.....	87
Figure 27: Indice de concentration (HHI) des échanges d'électricité aux frontières (France, 2005-2006).....	87
Figure 28: Volumes des livraisons sur le marché de gros français.....	89
Figure 29: Activités amont et aval sur le marché de gros français en 2006 (vu du réseau de transport).....	89
Figure 30: Indice de concentration HHI – marché de gros – année 2006.....	90
Figure 31: Volumes mensuels moyens échangés sur les bourses françaises (PWX spot, PWX Futures et EEX France).....	91
Figure 32: Moyennes hebdomadaires des prix <i>spot</i> sur Pownext.....	91
Figure 33: Moyennes hebdomadaires des prix <i>spot</i> européens.....	93
Figure 34: Prix des <i>futures</i> annuels sur Pownext.....	95
Figure 35: Prix des <i>futures</i> annuels européens.....	95
Figure 36: Indice de concentration HHI – ventes de pertes – année 2006.....	96
Figure 37: Consommation d'électricité par secteur et activité économique – base 100 en 1978.....	97
Figure 38: Sites « entreprises » de taille moyenne.....	99
Figure 39 : Petits sites professionnels, prix hors taxes en euros courants.....	99
Figure 40: Évolution du tarif réglementé de vente d'électricité aux clients résidentiels (hors taxes locales, CSPE, TVA).....	100
Figure 41: Prix de l'électricité pour les clients résidentiels en Europe (hors TVA).....	100
Figure 42: Nombre de sites titulaires d'un contrat au prix de marché.....	102
Figure 43: Pourcentage des sites non résidentiels titulaires d'un contrat au prix de marché au 1 ^{er} avril 2007, rapporté au nombre total de sites éligibles.....	103
Figure 44: Consommation des sites non résidentiels alimentée par les fournisseurs alternatifs.....	103
Figure 45: La chaîne de valeur commerciale du gaz.....	104
Figure 46: Le bilan du marché français en 2006 (TWh).....	104
Figure 47: Importations et exportations de gaz en France depuis 1973 (hors transit).....	105
Figure 48: Importations de gaz en France en 2006 (TWh).....	106
Figure 49: Exportations de gaz à partir de la France en 2006 (TWh).....	106
Figure 50: Livraisons aux Points d'Échange (PEG, hors livraison de <i>Gas release</i>).....	107
Figure 51: Livraisons entre opérateurs sur le marché de gros français en 2006 (TWh).....	108
Figure 52: Indice de concentration (HHI) des livraisons aux PEG en 2006 (hors livraisons de <i>Gas release</i>).....	108
Figure 53: Activité des nouveaux entrants sur le marché de gros (hors <i>Gas release</i>).....	109
Figure 54: Prix des contrats à long terme – Frontière Europe Ouest.....	109
Figure 55: Prix <i>day ahead</i> des trois marchés <i>spot</i> européens 2006-2007.....	110

Figure 56: Évolution du <i>forward gaz year</i> sur le NBP.....	111
Figure 57: Prix <i>spot</i> du gaz en France et en Europe (moyenne hebdomadaire).....	112
Figure 58: Consommation de gaz naturel par secteur et activité économique.....	113
Figure 59: Évolution des tarifs réglementés de Gaz de France (base 100 : janvier 2002).....	115
Figure 60: Nombre de sites titulaires d'un contrat au prix de marché.....	116
Figure 61: Sites titulaires d'un contrat au prix de marché au 1 ^{er} avril 2007.....	117
Figure 62: Part de la consommation des sites non résidentiels alimentée par les fournisseurs alternatifs.....	117
Figure 63: La connaissance de l'ouverture des marchés.....	121
Figure 64: La perception de l'ouverture des marchés.....	122
Figure 65: Notoriété des fournisseurs.....	123
Figure 66: Contacts clients reçus par la CRE en rapport direct avec l'ouverture des marchés, par nature.....	125
Figure 67: Contacts clients reçus par la CRE en rapport direct avec l'ouverture des marchés, par canal d'entrée.....	125
Figure 68: Évolution des charges dues aux contrats d'achat (hors ZNI) au titre d'une année n / évolution du prix de marché moyen pondéré.....	129
Figure 69 : Répartition par origine des charges constatées au titre de 2005.....	130
Figure 70 : Répartition par origine des charges prévisionnelles au titre de 2007.....	130
Figure 71: Évolution des charges totales prévisionnelles / évolution de la contribution unitaire.....	132
Figure 72: Organigramme des services.....	138
Figure 73: Pyramide des âges.....	139
Figure 74: Origine des personnels.....	139
Figure 75: Répartition des effectifs par fonctions.....	140

Tableaux

Tableau 1: Temps de coupure par région RTE.....	62
Tableau 2: Nombre d'expéditeurs sur les réseaux et infrastructures gaziers au 1 ^{er} avril 2007.....	71
Tableau 3: Projets de terminaux méthaniens annoncés en France en 2006.....	76
Tableau 4: Nombre de fournisseurs alternatifs sur le marché.....	102
Tableau 5: Nombre de fournisseurs alternatifs sur le marché.....	116
Tableau 6 : Comparaison des charges prévisionnelles au titre de 2007 avec les charges constatées au titre de 2005.....	129
Tableau 7: Composition des charges de service public prévisionnelles 2007 par opérateur.....	131
Tableau 8 : Nombre de sites ayant déclaré leur CSPE auprès de la CDC.....	133
Tableau 9 : L'activité de la CRE en chiffres du 1 ^{er} juin 2006 au 31 mai 2007.....	137

VI. Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER)

Allemagne

M. Matthias Kurth
Président
Federal Network Agency for Electricity, Gas, Telecommunications, Posts and Railway
Tulpenfeld 4
53113 Bonn
Tel: +49 228 14 0
Fax: +49 228 14 88 72
E-mail: poststelle@bnetza.de
www.bundesnetzagentur.de

Autriche

M. Walter Boltz
Directeur
Energie-Control GmbH
Rudolfplatz 13a
1010 Vienna
Tel: +43 1 24 7 240
Fax: +43 1 24 7 24-900
E-mail: info@e-control.at
www.e-control.at

Belgique

M. François Possemiers
Président
Commission pour la Régulation de l'Électricité et du Gaz
Rue de l'Industrie, 26
140 Bruxelles
Tel: +32 2 289 76 11
Fax: +32 2 289 76 09
E-mail: info@creg.be
www.creg.be

Chypre

M. Costas Ioannou
Président
Cyprus Energy Regulatory Authority
81-83 Gr. Digeni Avenue, 3rd
Floor, Lacovides Tower
1080 Nicosia
Tel: +357 22 666363
Fax: +357 22 667763
E-mail: cioannou@cera.org.cy
www.cera.org.cy

Danemark

M. Finn Dehlbæk
Directeur Général
Danish Energy Regulatory Authority
Nyropsgade 30
DK-1780 Copenhagen V
Tel: +45 72 26 80 70
Fax: +45 33 32 61 44
E-mail: et@ks.dk
www.dera.dk

Espagne

M^{me} Maria Theresa Costa Campi
Présidente
National Energy Commission
Calle Alcalá 47
28014 Madrid
Tel: +34 91 432 96 00
Fax: +34 91 577 62 18
E-mail: dre@cne.es
www.cne.es

Estonie

M. Märt Ots
Directeur Général
Estonian Energy Market Inspectorate
Kiriku 2
10130 Tallinn
Tel: +372 6 201901
Fax: +372 6 201932
E-mail: eti@eti.gov.ee
www.eti.gov.ee

Finlande

M^{me} Asta Sihvonen-Punkka
Directrice
The Energy Market Authority
Lintulahdenkatu 10,
00500 Helsinki
Tel: +358 9 62 20 36 11
Fax: +358 9 62 21 911
E-mail: virasto@energiamarkki-
navirasto.fi
www.energiamarkkinavirasto.fi

France

M. Philippe de Ladoucette
Président
Commission de Régulation de l'Énergie
2, rue du Quatre-Septembre
75084 Paris Cedex 02
Tel: +33 1 44 50 41 00
Fax: +33 1 44 50 41 11
E-mail: com@cre.fr
www.cre.fr

Grande-Bretagne

Sir John Mogg
Président
Office of Gas and Electricity Markets
9, Millbank
London SW1P 3GE
Tel: +44 207 901 70 00
Fax: +44 207 901 70 66
E-mail: media@ofgem.gov.uk
www.ofgem.gov.uk

Grèce

M. Michael Caramanis
Président
Regulatory Authority for Energy
Panepistimiou 69
Athens 10564
Tel: +30 210 372 74 00
Fax: +30 210 3255460
E-mail: info@rae.gr
www.rae.gr

Hongrie

M. Ferenc Horváth
Président
Hungarian Energy Office
Köztársaság Tér 7
1081 Budapest
Tel: +36 1 4597701
Fax: +36 1 4597702
E-mail: eh@eh.gov.hu
www.eh.gov.hu

Irlande

M. Tom Reeves
Commissaire
Commission for Electricity Regulation
Plaza House
Belgard Road, Tallaght
Dublin 24
Tel: +353 1 4000 800
Fax: +353 1 4000 850
E-mail: info@cer.ie
www.cer.ie

Islande

M. Thorkell Helgason
Directeur Général
National Energy Authority
Orkugaroi
Grensásvegi 9
108 Reykjavík
Tel: +354 569 6000
Fax: +354 568 8896
E-mail: os@os.is
www.os.is

Italie

M. Alessandro Ortis
Président
Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas
5 Piazza Cavour
20121 Milano
Tel: +39 02 65 56 52 01
Fax: +39 02 65 56 52 78
E-mail: info@autorita.energia.it
www.autorita.energia.it

Lettonie

M^{me} Valentina Andrejeva
Présidente
Public Utilities Commission
Brivibas str. 55
Riga, LV-1010
Tel: +371 7097200
Fax: +371 7097277
E-mail: sprk@sprk.gov.lv
www.sprk.gov.lv

Lituanie

M. Vidmantas Jankauskas
Président
National Control Commission for Prices and Energy
Algirdo st. 31
LT-03219 Vilnius
Tel/Fax: +370 5 2135270
E-mail: rastine.komisija@regula.lt
www.regula.lt

Luxembourg

Non-membre (invité à participer)
M^{me} Odette Wagener
Directrice
Institut Luxembourgeois de Régulation
45, allée Scheffer
L-2922 Luxembourg
Tel: +352 4588 45 1
Fax: +352 4588 45 88
E-mail: ilr@ilr.lu
www.ilr.lu

Malte

M. Austin Walker
Président
Malta Resources Authority
Millenia, 2nd floor
Aldo Moro Road
Marsa
Tel: +356 21220619
Fax: +356 22955200
E-mail: enquiry@mra.org.mt
www.mra.org.mt

Norvège

M. Agnar Aas
Directeur Général
Norwegian Water Resources & Energy Directorate
Middelthunsgate 29
P.O. Box 5091 Majorstua
0301 Oslo
Tel: +47 22 95 95 95
Fax: +47 22 95 90 00
E-mail: nve@nve.no
www.nve.no

Pays-Bas

M. Peter Plug
Directeur Adjoint
Office of Energy Regulation
Box 16 326
2500 BH The Hague
Tel: +31 70 330 35 00
Fax: +31 70 330 35 70
E-mail: info@nmanet.nl
www.dte.nl

Pologne

M. Leszek Juchniewicz
Président
The Energy Regulatory Office of Poland
64 Chlodna Str.
00-872 Warsaw
Tel: +48 22 6616302
Fax: +48 22 6616300
E-mail: ure@ure.gov.pl
www.ure.gov.pl

Portugal

M. Vitor Manuel Da Silva Santos
Président
Energy Services Regulatory Authority
Edifício Restelo
Rua Dom Cristóvão da Gama n° 1
1400-113 Lisboa
Tel: +351 21 303 32 00
Fax: +351 21 303 32 01
E-mail: erse@erse.pt
www.erse.pt

République Tchèque

M. Josef Fírt
Président
Energy Regulatory Office
Masarykovo náměstí 5
586 01 Jihlava
Tel: +420 567 580111,
+420 564 578111
Fax: +420 567 580640
E-mail: eru@eru.cz
www.eru.cz

République Slovaque

M. Josef Holjencik
Président
Regulatory Office for Network Industries
Bajkalska 27
820 07 Bratislava
Tel: +421 2 58100436
Fax: +421 2 58100479
www.urso.gov.sk

Slovénie

M^{me} Irena Glavic
Directeur
Energy Agency of the Republic of Slovenia
Strossmayerjeva ulica 30
2000 Maribor
Tel: +386 2 2340300
Fax: +386 2 2340320
E-mail: info@agen-rs.si
www.agen-rs.si

Suède

M. Håkan Heden
Président Directeur Général
Swedish Energy Agency
Kungsgatan 43
631 04 Eskilstuna
Tel: +46 16 544 20 00
Fax: +46 16 544 20 99
E-mail: stem@stem.se
www.stem.se



2, rue du Quatre-Septembre - 75084 Paris Cedex 02 - France
Tél. : 33 (0)1 44 50 41 00 - Fax : 33 (0)1 44 50 41 11

www.cre.fr

ISBN 978-2-11-097080-0 / ISSN 1771-3188

Conception et réalisation : créapix



2, rue du Quatre-Septembre - 75084 Paris Cedex 02 - France
Tél. : 33 (0)1 44 50 41 00 - Fax : 33 (0)1 44 50 41 11

ISBN 978-2-11-097080-0
ISSN 1771-3188

www.cre.fr