



COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉNERGIE

Rapport d'activité
juin 2004

Sommaire

L'ouverture des marchés du gaz et de l'électricité pour les professionnels, le 1^{er} juillet 2004	4
La régulation du marché du gaz	10
I Les marchés du gaz et les acteurs	11
1. L'environnement européen	11
2. Le marché français du gaz.....	19
II La régulation du marché français du gaz	23
1. La mise en place de la régulation	23
2. Les chantiers pour l'année à venir	35
La régulation du marché de l'électricité	36
I Les marchés de l'électricité et les acteurs	37
1. Les marchés européens de l'électricité	37
2. Le marché français de l'électricité.....	40
3. La surveillance du marché de l'électricité	49
II La régulation du marché français de l'électricité	53
1. L'accès aux réseaux publics	53
2. Les échanges transfrontaliers.....	60
3. Les principes de dissociation comptable.....	70
III Le service public de l'électricité dans le marché régulé	72
1. Le contenu du service public	72
2. Les charges du service public.....	75
3. Le financement du service public de la production d'électricité.....	78
4. Tarifs de vente de l'électricité.....	80
Le fonctionnement de la CRE	82
Le fonctionnement de la CRE	83
1. La mise en œuvre pratique des diverses attributions	83
2. Les moyens.....	88
Glossaire	90
Unités et conversions	95
Conseil Européen des Régulateurs de l'Energie (CEER)	96
Index des tableaux et figures	3e de couv.

Message de la Commission de Régulation de l'Énergie

Ce cinquième rapport de la Commission de régulation de l'énergie (CRE), qui couvre la période du 1^{er} juillet 2003 au 30 juin 2004, paraît à un moment clef de l'ouverture des marchés du gaz et de l'électricité. En effet, en application des directives communautaires du 26 juin 2003, tous les professionnels peuvent librement choisir leur fournisseur à compter du 1^{er} juillet 2004.

Le paysage du secteur de l'énergie en France va s'en trouver profondément modifié, puisque le nombre de sites éligibles passe de 3 500 à 3,5 millions en ce qui concerne l'électricité et de 1 200 à 530 000 en ce qui concerne le gaz.

Décidée à la suite d'un accord des Chefs d'Etat et de Gouvernement de l'Union européenne, l'ouverture du marché de l'électricité et du gaz à la concurrence s'inscrit dans la perspective de la création d'un marché unique européen de ces énergies. L'action des régulateurs de chaque Etat membre doit, en conséquence, se placer dans le contexte européen.

Les régulateurs ont spontanément développé une coopération, au sein d'une organisation informelle, le CEER (Council of European Energy Regulators), pour harmoniser leurs positions et leurs pratiques sur des questions d'intérêt commun.

Des rencontres bilatérales ont également lieu entre régulateurs lorsqu'il s'agit de traiter des

problèmes communs tels que la gestion ou le développement des interconnexions.

La CRE a, ainsi, procédé, avec le régulateur italien AEEG, à une expertise de la panne générale survenue sur le réseau italien durant la nuit du 27 septembre 2003. Les conclusions ont été rendues publiques le 23 avril 2004. Elles font apparaître clairement que les causes de cet événement sont imputables à des opérateurs suisses, alors que ce pays a conservé la structure traditionnelle verticalement intégrée de son industrie électrique et se situe délibérément à l'écart du processus européen d'ouverture du marché.

D'une façon plus générale, les deux régulateurs appellent à une meilleure coordination entre les gestionnaires de réseaux de transport d'électricité pour la préparation et la mise en œuvre, en temps réel, de l'exploitation des réseaux interconnectés. Ils demandent également la mise en place, dans tous les Etats membres, et dans certains pays tiers d'un cadre réglementaire et de régulation cohérent pour assurer la sécurité d'exploitation et d'approvisionnement en Europe. Cette position a été reprise par l'ensemble du CEER dans une communication transmise à la Commission européenne.

Par ailleurs, les directives du 26 juin 2003 ont prévu la création d'un comité consultatif des régulateurs, l'ERGEG. Ce comité, qui a pour mission de conseiller et d'assister la Commission européenne dans son action

visant à consolider le marché intérieur, a été mis en place par une décision de la Commission européenne du 11 novembre 2003.

La CRE a pris une part active dans les travaux de ces instances. Elle anime les travaux du groupe de travail du CEER chargé d'étudier et de faire des propositions sur l'harmonisation des tarifs d'utilisation des réseaux de transport d'électricité européens. Elle a également pris en charge la rédaction d'un rapport sur le développement des places de marchés gaziers (*hubs*) en Europe et, en coopération avec le régulateur italien, la préparation d'un guide de bonne pratique pour le stockage de gaz.

Mais il reste que la réalisation du marché unique, voire de marchés régionaux qui constituent pourtant une étape intermédiaire moins difficile à atteindre, est encore lointaine. Le marché de l'électricité de la plaque continentale, qui intéresse la France au premier chef, n'a pas plus connu de début de réalisation, et ce pour différentes raisons, dont la fermeture de fait du marché allemand encore caractérisé par des entreprises électriques complètement intégrées, le maintien d'un accès négocié aux réseaux et une absence de régulateur. Le 1^{er} juillet 2004 pourrait changer cette situation si la directive européenne est enfin convenablement mise en œuvre par tous les Etats membres.

La concurrence entre les acteurs des marchés du gaz et de l'électricité et la séparation des activités entre production, transport-distribution et fourniture doivent offrir aux consommateurs un rapport qualité-prix des prestations meilleur que ce que les anciens monopoles étaient en mesure de

délivrer. Chargée par la loi de veiller au bon fonctionnement des marchés, la CRE s'assure que les évolutions en cours préservent les intérêts des consommateurs de gaz et d'électricité.

Les instruments juridiques ainsi que les processus et les systèmes d'information sont désormais définis. Les travaux menés sous l'égide de la CRE dans le cadre des groupes de travail électricité (GTE 2004) et gaz (GTG 2004) ont conduit à la définition des règles qui permettent un changement de fournisseur dans des conditions simples et rapides dès le 1^{er} juillet 2004, et qui assurent les meilleures garanties aux consommateurs. Il appartient désormais aux opérateurs concernés d'adapter leur organisation et de mettre au point leurs systèmes d'information dans les délais requis.

S'il est important que le dispositif juridique et procédural soit opérationnel, il faut également que toutes les conditions permettant que la concurrence s'exerce effectivement soient bien réunies. La CRE s'est ainsi attachée, même si elle ne dispose pas toujours des moyens juridiques parfaitement adaptés pour le faire, à favoriser le jeu de la concurrence.

Au cours de l'année qui s'est écoulée, elle a obtenu le principe de la suppression des participations conjointes entre TOTAL et Gaz de France dans la Compagnie Française du Méthane (CFM) et dans Gaz du Sud-Ouest (GSO). Elle a également obtenu la mise à disposition temporaire de gaz (*gas release*) sur le marché, dans le sud de la France, pour les nouveaux fournisseurs dès le 1^{er} janvier 2005, dans l'attente de la réalisation du terminal méthanier de Fos 2 et du développement des interconnexions avec l'Espagne.

La CRE ne peut, toutefois, que constater l'existence d'un certain nombre de facteurs moins favorables au succès complet de l'ouverture du marché.

Tout d'abord, plusieurs incidents techniques entraînant des coupures d'électricité sur des zones étendues se sont produits l'année passée dans le monde. Certains ont tenté de faire peser la responsabilité de ces événements sur le processus engagé pour la libéralisation du secteur de l'énergie, alors qu'il s'agissait en réalité, chaque fois, de problèmes concernant l'exploitation des réseaux qui ne sont guère affectés par l'ouverture des marchés, de négligences dans la maintenance des ouvrages, d'erreurs d'appréciation de la situation du réseau ou de défaillances d'équipements.

De même, la tendance actuelle à la hausse des prix de l'électricité et du gaz sur les marchés de gros constitue, en France, un frein pour l'ouverture du marché. Elle risque de dissuader un certain nombre de clients éligibles de changer de fournisseur dans l'immédiat, à cause du maintien des tarifs réglementés à un niveau qui ne reflète pas toujours la réalité des coûts, contrairement à ce qu'exige la loi.

Cette tendance des prix à la hausse a, par ailleurs, provoqué un débat sur la réversibilité de l'exercice de l'éligibilité. Certains acteurs du marché ont ainsi suggéré de rendre possible, ce qui ne l'est pas dans l'état du droit actuel, le retour aux tarifs réglementés pour les clients éligibles qui ont déjà fait jouer leur éligibilité.

S'il n'apparaît pas anormal de prévoir une période de transition, le maintien de ces tarifs réglementés pour les catégories de consommateurs, qui sont éligibles depuis plusieurs années, constitue une entrave à

l'exercice normal de la concurrence, tout en créant des distorsions de concurrence entre les consommateurs professionnels d'énergie. C'est pourquoi la CRE est d'avis de les supprimer progressivement.

L'indépendance et la neutralité des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution à l'égard de tous les utilisateurs sont des éléments essentiels à la réussite de l'ouverture des marchés. Aucune confusion ne doit être introduite chez les clients quant aux rôles respectifs des gestionnaires de réseaux et des fournisseurs historiques. Aucune discrimination, subvention croisée ou distorsion de concurrence ne doit résulter des règles d'imputation, des périmètres comptables et des principes qui déterminent les relations financières entre les activités dissociées des opérateurs historiques.

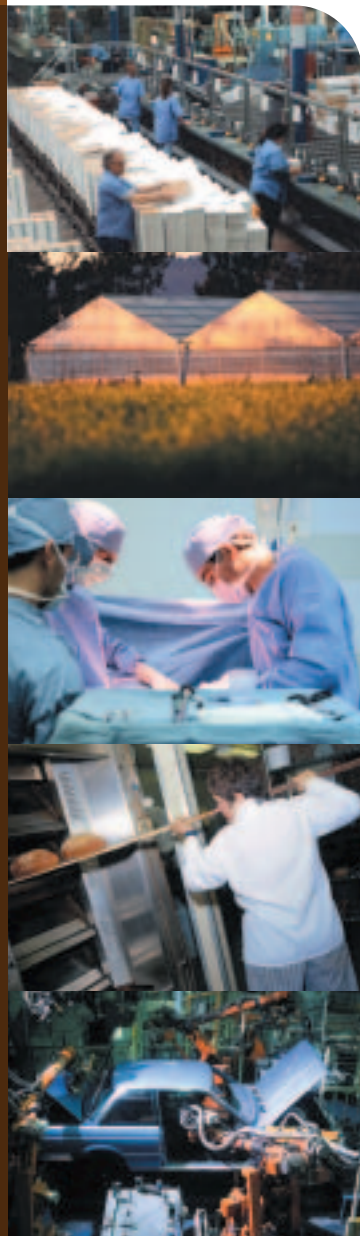
De manière plus générale, la CRE s'est dotée des outils de surveillance des marchés afin de prévenir et de corriger d'éventuels dysfonctionnements et de sanctionner les comportements anormaux qu'elle relèverait.

Le cadre juridique dans lequel elle exerce ses activités est fondamental. A cet égard, les directives du 26 juin 2003, en cours de transposition par le Parlement, définissent, dans leurs articles 23 (directive électricité) et 25 (directive gaz), un ensemble de missions des organes de régulation nécessaires pour assurer, dans chaque Etat membre, l'absence de discrimination, une concurrence effective et un fonctionnement efficace des marchés visés par ces directives. En outre, ces directives prévoient que les Etats membres doivent donner aux régulateurs des moyens humains et financiers adaptés à l'accomplissement de leurs missions.



La Commission de régulation de l'énergie (de gauche à droite) : Michel Lapeyre, Eric Dyèvre, Jean Syrota, Bruno Léchevin, Jacqueline Benassayag, Jacques-André Troesch, Pascal Lorot.

L'ouverture des marchés du gaz et de l'électricité pour les professionnels, le 1^{er} juillet 2004



En application des directives européennes du 26 juin 2003, tous les clients professionnels pourront, à partir du 1^{er} juillet 2004, choisir librement leurs fournisseurs* d'électricité et de gaz. Cette étape, essentielle dans l'ouverture à la concurrence du marché de l'énergie, constitue un enjeu de première importance dans le processus déjà entamé pour les clients gros consommateurs.

Le nombre de sites pour lesquels les consommateurs peuvent désormais choisir leurs fournisseurs passe de 3 500 à 3,5 millions pour l'électricité, de 1 200 à 530 000 pour le gaz, ce qui implique que l'organisation et les systèmes d'information mis en œuvre par les acteurs du marché soient capables de répondre industriellement aux besoins de traitement d'un marché de masse.

Les clients concernés, pour la plupart de taille plus modeste, disposent d'une connaissance limitée du secteur de l'énergie. Ils doivent donc bénéficier d'un système simple à l'usage et de nature à garantir, en toute transparence, leur droit d'accès aux réseaux.

Dans ses communications du 24 décembre 2003 fixant les principales orientations pour l'ouverture du marché, l'objectif principal de la CRE a été de définir un système souple, simple, transparent et qui garantisse au consommateur le respect de ses droits fondamentaux vis-à-vis de l'accès à l'énergie.

- **souple** : tous les consommateurs doivent pouvoir changer de fournisseur chaque fois qu'ils le souhaitent, dans un délai de 28 jours, sauf circonstances exceptionnelles strictement encadrées ;

- **simple** : la possibilité de souscrire un contrat unique doit permettre au client d'avoir son fournisseur comme unique interlocuteur. Dans ce cadre, qui constituera la solution de référence du marché de masse, le fournisseur gère l'accès au réseau pour le compte de son client, notamment en ce qui concerne la facturation et le recouvrement des sommes dues au titre de l'utilisation des réseaux. Il assume le risque d'impayés pour la gestion de l'accès au réseau ;

- **transparent** : les gestionnaires des réseaux de distribution (GRD) doivent publier les profils qui seront utilisés par les fournisseurs ainsi qu'un catalogue des prestations techniques qu'ils proposent aux fournisseurs et aux clients. Par ailleurs, les fournisseurs d'électricité doivent afficher séparément sur les factures des clients sous contrat unique la part fourniture*, la part accès au réseau et les taxes ;

- **garant des droits du client en matière d'accès au réseau** : indépendamment du fournisseur et du schéma contractuel choisis, les clients conservent des relations directes avec le GRD, dans des domaines tels que l'établissement ou la modification du raccordement*, l'accès au comptage*, le dépannage ou encore toute question concernant la sécurité, la qualité et la continuité de l'alimentation. Le gestionnaire de réseau* à contacter en cas d'urgence reste la source d'informations sur les conditions locales du réseau. Les fournisseurs doivent en afficher clairement les coordonnées.

* Les termes suivis d'un astérisque sont définis dans le glossaire (pages 90 à 95).

Les groupes de travail électricité et gaz (GTE 2004 et GTG 2004)

Face à l'enjeu que représente cette nouvelle étape de l'ouverture des marchés, il était nécessaire de définir des règles simples et claires et de proposer, suffisamment tôt, à tous les acteurs, les nouvelles dispositions pour leur permettre de se préparer à l'échéance du 1^{er} juillet 2004.

C'est pourquoi la CRE, dès le lendemain de l'accord trouvé entre les ministres chargés de l'énergie sur les nouvelles directives européennes, a décidé de créer un groupe de travail électricité (GTE 2004).

Cette création a fait l'objet de sa communication du 26 novembre 2002. Dans une démarche identique, la CRE a créé le groupe de travail gaz (GTG 2004), dès que la loi du 3 janvier 2003 lui a donné compétence sur le marché du gaz.

La CRE a joué un rôle de facilitateur entre les acteurs pour faire émerger les points de consensus et les divergences sur les futures règles du marché.

Les travaux de ces groupes ont réuni l'ensemble des acteurs concernés (consommateurs, fournisseurs, gestionnaires de réseaux, représentants de l'administration) et se sont déroulés tout au long de l'année 2003 et au cours du 1^{er} semestre 2004.

Pour chacune des énergies, les travaux se sont structurés autour d'un comité plénier et de sous-groupes. La CRE anime les comités pléniers, qui rassemblent une trentaine de participants représentant tous les acteurs concernés. Les réunions de ces comités permettent à la CRE d'entendre les différentes opinions sur les sujets les plus sensibles. Les sous-groupes traitent des différentes questions techniques dont ils rendent compte en comité plénier.

Tout au long des travaux des GTE et GTG 2004, des sites internet (www.gte2004.com et www.gtg2004.com) ont été mis à la disposition des acteurs pour recueillir leurs contributions et diffuser les résultats des groupes de travail.

Par ailleurs, les comités pléniers ont décidé de créer, avec des représentants des clients et des fournisseurs, des groupes thématiques sur la communication, pour développer tous les supports utiles à l'information des futurs consommateurs éligibles.

Une nouvelle version du guide du consommateur, à destination du marché de masse, a été publiée par la CRE sur son site internet, www.cre.fr.

A ce stade, l'implication des acteurs et leur pragmatisme ont permis de dégager des solutions opérationnelles dans des délais courts.

1 > Les travaux du second semestre 2003

Pour l'électricité comme pour le gaz, au cours du second semestre 2003, les travaux des groupes de travail ont débouché sur deux communications de la CRE en date du 24 décembre 2003, après une audition des acteurs le 17 décembre 2003. A la demande des acteurs, la CRE a procédé aux arbitrages nécessaires sur les conditions du fonctionnement des marchés.

Ces communications ont rappelé que l'ouverture réelle du marché au 1^{er} juillet 2004 était conditionnée par le bon fonctionnement des systèmes d'information et qu'il appartenait aux acteurs d'assumer leurs responsabilités dans les développements en cours et aux gestionnaires de réseaux de mettre à disposition des fournisseurs les éléments nécessaires pour qu'ils puissent élaborer leurs offres commerciales, tels que

les profils de consommation, les modèles de contrats d'acheminement*, ou encore les spécifications des systèmes d'information. Elles ont, également, insisté sur l'importance des tests et des simulations qui doivent être réalisés avant l'ouverture du marché.

A. Electricité

Après une première phase de réflexion du GTE 2004, qui s'est achevée par une communication de la CRE le 3 juillet 2003, une deuxième phase opérationnelle a été engagée. Elle a abouti à la rédaction, fin 2003, de spécifications fonctionnelles et techniques détaillées, nécessaires notamment au développement des systèmes d'information.

Le comité plénier s'est réuni à deux reprises.

Le comité de suivi, chargé de traiter les points les plus sensibles issus des travaux des groupes thématiques, est animé par le GRD-EDF. Ce comité de suivi est ouvert à l'ensemble des représentants des fournisseurs, des consommateurs, et des gestionnaires de réseaux.

Quatorze groupes thématiques, composés d'une dizaine de personnes, ont travaillé sur les points suivants :

- les processus (changement de fournisseur, relevé-facturation-recouvrement, raccordement, qualité de la fourniture) ;
- les questions liées à l'équilibrage du système et au profilage (reconstitution des flux, définition, affectation et modification des profils, mécanismes de profilage, gouvernance du dispositif) ;
- les éléments contractuels et financiers entrant en jeu dans la relation client-fournisseur-GRD (contrat GRD-F entre le GRD et le fournisseur, gestion du risque, modalités d'accès aux prestations du

L'objectif principal a été de définir un système souple, simple, transparent et qui garantisse au consommateur le respect de ses droits fondamentaux vis-à-vis de l'accès à l'énergie

GRD, éléments financiers dans la relation GRD-F, traitement des réclamations et des engagements) ;

- les systèmes d'information (standardisation et modèle d'échange de données en cible).

B. Gaz

Le comité plénier s'est réuni tous les deux mois environ.

Six sous-groupes de travail ont élaboré des spécifications techniques et fonctionnelles concernant :

- les processus (sous-groupes changement de fournisseur, gestion de l'acheminement, raccordement) ;
- l'adaptation des outils (sous-groupe système d'information) ;
- la connaissance du nouvel environnement (sous-groupes identification des risques, glossaire).

Le pilotage de chacun de ces sous-groupes a été assuré par un représentant d'un gestionnaire de réseau de distribution assisté d'un rapporteur n'exerçant pas le même métier.

2 > Les travaux du premier semestre 2004

Cette période a été consacrée à la mise en œuvre des délibérations du 24 décembre 2003.

Parallèlement, pour compléter les services de base couverts par le tarif d'accès aux réseaux, la CRE a demandé aux GRD d'électricité et de gaz de publier les catalogues de prestations techniques qu'ils proposent aux fournisseurs et aux clients.

Les organisations de gouvernance des mécanismes de profilage, en cours de constitution, réunissant l'ensemble des acteurs concernés, auront pour mission de suivre le bon fonctionnement des systèmes de profilage et d'élaborer, le cas échéant, les améliorations éventuellement nécessaires.

A. Electricité

Le comité plénier du GTE 2004 a confié à RTE* (Réseau de Transport d'Electricité) l'animation de quatre groupes de travail, consacrés respectivement :

- à la finalisation du système de profilage (cf. pages 8 et 9) ;
- à la clarification des responsabilités des différents acteurs dans le nouveau contexte du profilage ;
- à la réalisation de simulations permettant aux fournisseurs d'évaluer la pertinence du système de profilage ;
- aux échanges informatisés de données entre gestionnaires de réseaux.

De son côté, le GRD EDF a organisé des formations à destination de tous les acteurs intéressés sur les différents outils (processus de changement de fournisseur, contrat entre le GRD et le fournisseur, systèmes d'échanges d'information...).

B. Gaz

Le comité plénier du GTG 2004 s'est réuni à quatre reprises depuis le début de l'année pour piloter et coordonner les travaux des sous-groupes. Trois des six sous-groupes initiaux ("changement de fournisseur", "gestion de l'acheminement" et "système d'information") ont poursuivi leurs travaux au premier semestre 2004 pour élaborer des procédures et procéder aux tests et simulations.

Des sous-groupes supplémentaires ont été créés pour traiter de questions spécifiques, comme celles de l'allocation et du dimensionnement des capacités aux interfaces transport/distribution ou de la préparation de la table de données partagées pour l'acheminement comportant, notamment, la liste agrégée des points d'interface des réseaux de transport et de distribution* (PITD).

Des réunions ont été organisées avec le syndicat professionnel des entreprises gazières non nationalisées (SPEGNN*) pour s'assurer de l'état de préparation des entreprises locales de distribution* (ELD*).

Le contrat GRD-F

L'article 23 de la loi du 10 février 2000, modifiée par la loi du 3 janvier 2003, ouvre aux clients la faculté de conclure avec leur fournisseur un contrat dit "unique" qui couvre à la fois la fourniture de l'énergie électrique et son acheminement par le gestionnaire du réseau public auquel ils sont raccordés.

Cette faculté ouverte par la loi a pour objet de simplifier les démarches nécessaires au recours à des fournisseurs alternatifs, principalement pour les clients éligibles* ayant les plus faibles consommations. Dans ce cadre, le fournisseur gère l'accès au réseau de distribution pour le compte de son client. Les clients conservent la faculté de conclure un contrat de fourniture* et un contrat d'accès au réseau (CARD ou CART) dissociés, sachant que cela pourrait nécessiter, dans un premier temps, le recours à un compteur télérelevé à courbe de charge.

Cette possibilité de contrat "unique" est soumise par la loi à trois conditions :

- que le client ait exercé son éligibilité ;
- que le site en question (tel qu'identifié par son numéro SIRET) soit alimenté par un seul fournisseur ;
- que ce fournisseur ait signé un contrat avec le gestionnaire du réseau de distribution auquel ce site est raccordé (contrat dit "GRD-F").

L'élaboration du contrat GRD-F a fait l'objet d'une attention particulière de la CRE qui veille à ce que les gestionnaires de réseaux garantissent bien la parfaite neutralité de ce nouveau schéma à l'égard de tous les fournisseurs d'énergie.

La CRE a fixé dans ses communications des 3 juillet et 24 décembre 2003 les principes qui devaient être mis en œuvre par ce contrat :

- sécurité juridique du schéma contractuel mis en place et maintien des relations entre le GRD, les fournisseurs et leurs clients, malgré l'absence de document contractuel entre le gestionnaire de réseau de distribution et le client final ;
- neutralité du choix pour le client entre conclure un CARD et un contrat de fourniture dissociés et conclure un contrat dit "unique" au regard de ses droits et obligations en matière d'accès au réseau concernant notamment l'information due par le gestionnaire de réseau, la transparence des engagements de ce dernier, la non-discrimination entre les clients et entre les fournisseurs ;
- simplification des documents remis au client avant et lors de la conclusion avec le fournisseur de son choix du contrat dit "unique", qui doivent être courts, clairs et lisibles dans le respect de l'obligation d'information qu'a le fournisseur à son égard.

Le GRD EDF a publié un modèle de contrat par lequel le fournisseur organise l'ensemble des droits du client relatifs à l'accès et à l'utilisation du réseau que ce dernier sera en droit d'exiger du gestionnaire du réseau.

Les points essentiels que doit nécessairement traiter le contrat "GRD-F" sont les suivants :

- **relations directes client – GRD** : même si l'interlocuteur principal du client est le fournisseur, des relations directes de nature contractuelle entre le client et le GRD existent dans un certain nombre de domaines (raccordement, comptage, dépannage et interventions techniques, qualité et continuité ainsi qu'en matière de responsabilité). La facture unique délivrée par le fournisseur indiquera notamment le n° de téléphone du gestionnaire de réseau de distribution concerné ;
- **obligation d'information** : l'information du client est assurée essentiellement par le fournisseur. Le GRD doit quant à lui délivrer certaines informations portant notamment sur les conditions locales du réseau ;
- **changement de fournisseur** : la CRE a demandé dans ses communications des 3 juillet et 24 décembre 2003 que le changement du fournisseur soit simple, rapide et sans coût direct pour le client. Le contrat GRD-F prévoit une procédure respectant ces principes ;
- **risque d'impayés** : dans le cadre du "contrat unique", c'est le fournisseur qui assure le recouvrement tant de la part fourniture que de la part acheminement. C'est également le fournisseur qui porte le risque client pour impayés à l'égard du GRD. Afin de leur permettre de gérer raisonnablement ce risque, les fournisseurs disposent de la faculté de demander au gestionnaire de réseau de distribution concerné de suspendre l'accès au réseau du client défaillant. Dans ce cadre, le GRD doit assurer la traçabilité de la demande sans procéder au contrôle de son bien-fondé. La suspension de l'accès au réseau du client doit, dans tous les cas, respecter les conditions prévues à l'article 24 du modèle de cahier des charges des concessions de distribution publique de l'électricité ;
- **responsabilité** : maintenant des relations directes entre le client et le GRD, le contrat GRD-F organise des procédures amiables ainsi que les recours en faveur du client à l'encontre du GRD. Ainsi, le client peut engager la responsabilité directe du GRD pour tout dommage qui lui serait occasionné en matière d'accès ou d'utilisation du réseau. Par ailleurs, le fournisseur et le GRD disposent, l'un vis-à-vis de l'autre, de possibilités de recours pour toute non-exécution ou mauvaise exécution du contrat GRD-F.

Sur la base de l'article 38 de la loi du 10 février 2000 modifiée, la CRE est compétente pour connaître des litiges relatifs à l'accès au réseau de distribution entre ce GRD et le fournisseur ou son client. Cette compétence contribue à la neutralité du choix pour le client entre conclure un CARD et un contrat de fourniture dissociés et conclure un contrat dit "unique".

Afin que l'objectif de simplification des démarches du client lors de l'exercice de son droit au libre choix de son fournisseur puisse être plus rapidement atteint, la CRE organisera durant le second semestre 2004 un retour d'expérience lui permettant d'identifier les améliorations des contrats d'accès, et plus particulièrement du contrat GRD-F.

Le profilage : un outil au service des fournisseurs

Parce que l'électricité ne se stocke pas, d'une part, et parce qu'il faut maintenir à tout moment un équilibre global physique des réseaux de transport de gaz, d'autre part, tout fournisseur doit injecter sur le réseau une quantité d'électricité ou de gaz correspondant exactement à la consommation de ses clients. Les fournisseurs programmant principalement leurs injections la veille pour le lendemain, ils ne connaissent pas avec certitude la consommation de leurs clients et se basent sur des prévisions. Le jour même, ils achèteront (ou vendront) les écarts entre leurs injections et la consommation réelle de leurs clients aux gestionnaires de réseau de transport qui assurent le service d'équilibrage du réseau à un pas de temps d'une demi-heure en électricité, de 24 heures en gaz.

L'équilibre du réseau exige donc, à tout moment, une connaissance aussi précise que possible, non seulement des volumes consommés, mais aussi de leur répartition dans le temps.

Pour cela, il existe des instruments de mesure mais qui ne concernent pas la totalité du marché et qu'il faut donc compléter par un outil d'estimation des consommations.

Les instruments de mesure

• Les compteurs télérelevés

Aujourd'hui réservés aux grands clients éligibles, ces compteurs donnent automatiquement la puissance consommée, toutes les dix minutes en électricité, tous les jours en gaz.

Informé en temps utiles des injections réalisées par le fournisseur et de la consommation réelle de ses clients, le gestionnaire de réseau n'a aucune difficulté pour calculer l'écart du fournisseur en question.

En électricité, ce type de compteur équipe 35 000 sites (soit 1% en nombre et 50% de la consommation nationale).

En gaz, seuls 200 clients disposent de compteurs à mesure et télérelève* quotidiennes (6% de la consommation nationale) et 4 000 autres de compteurs à mesure quotidienne et télérelève mensuelle (18% de la consommation nationale).

• Compteurs à index

Tous les autres clients sont équipés de compteur à index (99% des sites éligibles au 1^{er} juillet 2004). Ils sont relevés par le gestionnaire de réseau à un intervalle de 1 mois à 1 an. Le gestionnaire a donc bien le volume d'énergie consommée entre deux relèves ①, mais ne dispose d'aucune information sur la manière dont cette énergie a été consommée pendant ce laps de temps.

Or, les clients présentent des profils de consommation très divers. Le gestionnaire de réseau n'est donc pas en mesure de calculer l'écart, chaque jour ou chaque demi-heure, du fournisseur concerné.

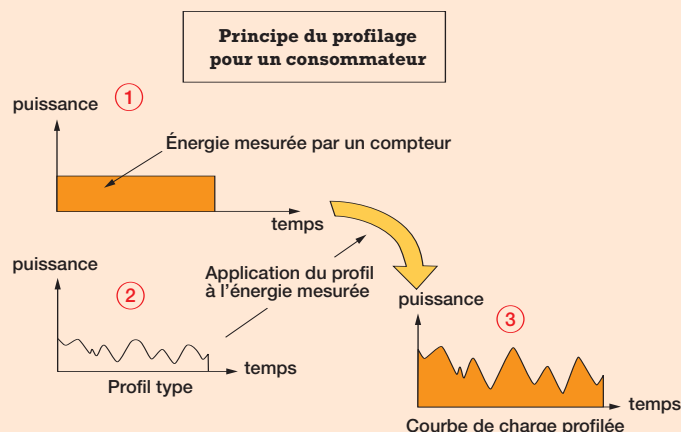
Comme il n'est pas réaliste, compte tenu de leur coût, d'équiper tous les clients de compteurs télérelevés, il faut recourir à des estimations et c'est là qu'intervient le profilage.

Le profilage

Il s'agit d'établir des profils de consommation par type de client ②, ou encore d'estimer une courbe de charge par client qui donne le volume, à chaque moment, d'énergie consommée ③. Ces estimations sont consolidées au niveau de chaque fournisseur par le gestionnaire du réseau de distribution, puis agrégées par le GRT* pour obtenir l'estimation globale.

Les GRD, qui connaissent l'ensemble des clients, sont les mieux placés pour réaliser un profilage neutre et objectif.

Dans la situation actuelle du marché, cette tâche a été confiée par les GTE 2004 et GTG 2004 aux GRD de Gaz de France et d'EDF.



Le GRD EDF a ainsi proposé 15 profils, réalisés à partir d'études statistiques sur des échantillons de clients :

- quatre profils pour les résidentiels,
- quatre profils pour les professionnels de moins de 36 kVA,
- deux profils pour les professionnels entre 36 kVA et 250 kVA,
- quatre profils pour les professionnels de plus de 250 kVA,
- un profil pour l'éclairage public.

Le GRD Gaz de France a proposé 10 profils correspondant à 10 grandes catégories de consommateurs de gaz :

- quatre profils pour les clients résidentiels : cuisine et/ou eau chaude sanitaire individuelle, chauffage individuel avec ou sans cuisine, chauffage individuel et eau chaude sanitaire avec ou sans cuisine, collectif ;
- trois profils pour les clients tertiaires : process, chauffage, process et chauffage ;
- trois profils pour les clients industriels : process, chauffage, process et chauffage.

En électricité comme en gaz, ces profils tiennent compte des différentes périodes de l'année, et sont corrigés pour tenir compte des variations des consommations en fonction de la température constatée.

Pour chaque énergie, deux structures associant tous les acteurs concernés seront mises en place d'ici le 1^{er} juillet 2004. Elles seront chargées de suivre et de surveiller la mise en application de ce nouveau système : pertinence et adaptation éventuelle des profils, transparence de procédures et des méthodes, impartialité. Ces structures devront rendre compte à la CRE de leurs travaux et des éventuelles difficultés rencontrées par leurs membres.

La reconstitution des flux

La reconstitution des flux est l'opération qui consiste, à partir des profils théoriques, d'une part, et des quantités réellement mesurées sur le réseau, d'autre part, à estimer le plus précisément possible la courbe de consommation de tous les clients profilés d'un fournisseur donné (ou la quantité journalière consommée en gaz). Cette opération passe par les phases d'agrégation, de réconciliation spatiale et de réconciliation temporelle.

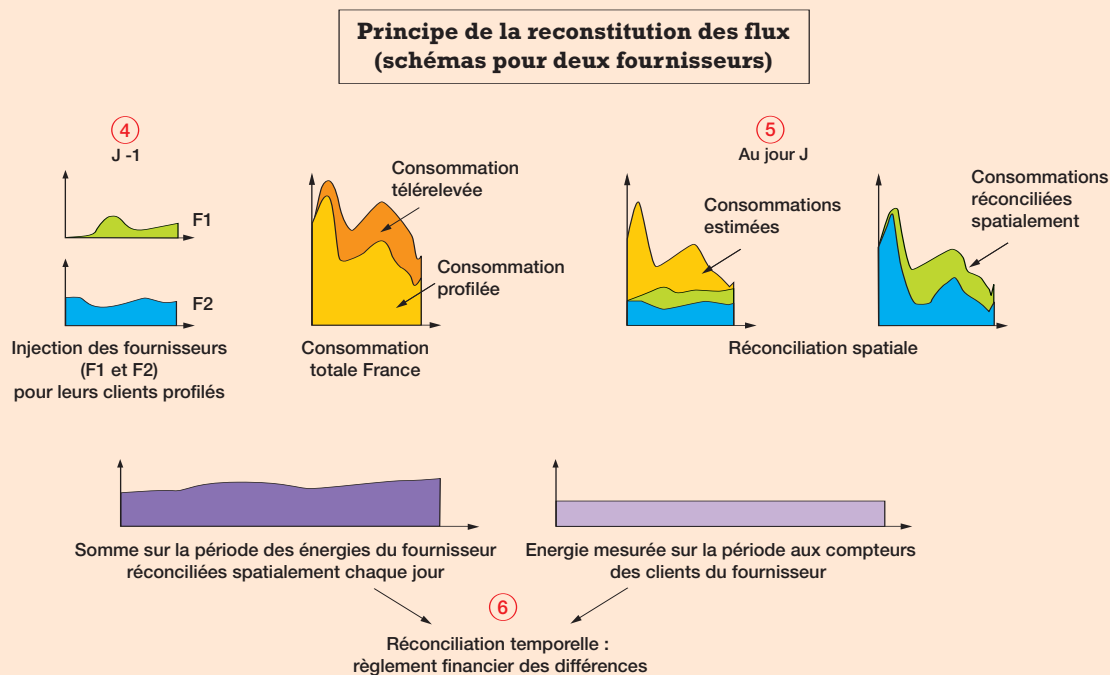
- **L'agrégation**, réalisée par chaque gestionnaire de réseau de distribution, consiste à faire la somme des profils de tous les clients d'un fournisseur ④. La courbe profilée ainsi agrégée de chaque fournisseur (ou la quantité déterminée à partir des profils corrigés en fonction de la température constatée en gaz) est ensuite transmise au gestionnaire de réseau de transport.
- **Le gestionnaire de réseau de transport réalise la réconciliation spatiale** ⑤. Il constate les écarts entre la somme des quantités agrégées des fournisseurs et la

quantité réellement consommée au même moment, qu'il mesure sur son réseau. Il répartit ces écarts, au pas de temps qui convient, entre tous les fournisseurs au prorata de leur consommation profilée respective. Si un fournisseur, pour un pas de temps donné, représente 80% de la somme des consommations profilées, il lui sera attribué 80% de l'écart constaté. A l'issue de cette réconciliation spatiale, chaque fournisseur dispose d'une courbe de charge (ou quantité journalière) qui sert pour le calcul des écarts, de la même façon que les données télérelevées d'un grand site de consommation.

- **La réconciliation temporelle** ⑥ intervient beaucoup plus tard, en général au bout d'un an, lorsque les compteurs des clients ont été relevés par les gestionnaires de réseau de distribution, le plus souvent une ou deux fois par an. Cette opération consiste à rapprocher l'énergie attribuée à chaque fournisseur lors de la réconciliation spatiale de l'énergie réellement consommée par ses clients, telle qu'elle ressort de la relève des compteurs, pour réduire les écarts qui lui ont été affectés.

En conclusion, le profilage est un moyen de pallier l'absence de moyens de mesure, entre deux relevés, de la consommation des clients équipés de compteurs à index. Il ne change rien pour le consommateur qui continue à payer sa facture sur les chiffres apparaissant sur son compteur.

Il permet en revanche aux fournisseurs de mieux prévoir les quantités d'énergie qu'ils devront injecter sur le réseau pour approvisionner leurs clients, de disposer des informations nécessaires pour justifier et contrôler le volume et le prix des écarts qui leur sont affectés et d'établir plus finement les prix qu'ils proposent à leurs clients.



> La régulation du marché du gaz

I Les marchés du gaz et les acteurs	11
1. L'environnement européen	11
2. Le marché français du gaz	19
II La régulation du marché français du gaz	23
1. La mise en place de la régulation	23
2. Les chantiers pour l'année à venir	35

I Les marchés du gaz et les acteurs

La demande en gaz du secteur de la production d'électricité affiche une des plus fortes perspectives de croissance

1 L'environnement européen

1 > L'offre et la demande de gaz en Europe : poursuite de la baisse de la production et de la hausse de la demande

A. Le déclin de la production de gaz en Europe se poursuit en 2003

En 2003, l'Europe a produit environ 220 Gm³ de gaz naturel, soit 52% de sa consommation. Cette production est assurée, pour l'essentiel, par le Royaume-Uni et les Pays-Bas, qui concentrent à eux seuls près de 80% du total européen, et, pour le reste, par l'Allemagne, l'Italie et le Danemark.

Après un recul de 2% en 2002, la production européenne a de nouveau baissé de 2% en 2003. Cette tendance devrait se poursuivre sur le long terme, principalement en raison du déclin de la production britannique qui, après avoir été retardé, semble s'être accentué plus fortement que prévu.

B. La demande réelle de gaz en Europe en 2003 a progressé de 4%

Après une stagnation en 2002, la consommation réelle (non corrigée du climat) de gaz naturel dans l'Europe des 15 s'est accrue de 4% en 2003 pour s'établir à environ 425 Gm³ (cf. tableau 1)

Cinq pays (Royaume-Uni, Allemagne, Italie, France et Pays-Bas) représentent près de 80% de la consommation totale de l'Europe des 15. La demande de cette dernière a

enregistré une progression annuelle moyenne de plus de 3% au cours des cinq dernières années.

La hausse en 2003 s'explique à la fois par des conditions météorologiques plus froides qu'en 2002, particulièrement durant les premiers mois de 2003, qui ont favorisé la consommation du secteur résidentiel, et par l'augmentation de la demande de gaz destinée à la production d'électricité.

La croissance du marché européen du gaz devrait se poursuivre au cours des années à venir. L'Agence Internationale de l'Energie (AIE*) prévoit que la consommation de gaz pourrait enregistrer une croissance annuelle moyenne de l'ordre de 3% entre 2000 et 2010 et d'un peu plus de 2% entre 2010 et 2020. La demande en gaz du secteur de la production d'électricité affiche une des plus fortes perspectives de croissance, avec une progression annuelle attendue de l'ordre de 6% jusqu'en 2010.

C. Le poids des importations en 2003 est en hausse

La dépendance de l'Europe vis-à-vis des importations de gaz est passée de 46% en 2002 à 48% en 2003. La faiblesse structurelle de la production de l'Union européenne a depuis longtemps conduit les Etats membres à se tourner vers des fournisseurs tiers : la Russie (37% des importations extra-communautaires en 2003), la Norvège (31%), l'Algérie (25%) et, plus marginalement, le Nigéria, la Libye, Trinité-et-Tobago et le Moyen-Orient (cf. figure 1).

Tableau 1 > Evolution de la consommation réelle⁽¹⁾ de gaz en Europe

	Consommation de gaz en 2003 (en Gm ³)	Variation 2003/2002 (en %)	Variation 2003/1998 (en %)
Royaume-Uni	92	-1	+6
Allemagne	88	+4	+7
Italie	74	+9	+20
France	46	+5	+20
Pays-Bas	42	0	0
Espagne	25	+13	+110
Belgique	17	+8	+13
UE	425	+4	+13

(1) Non corrigée du climat

Source : Cedigaz *

Les importations en provenance de la Norvège ont enregistré une progression de plus de 10%, tandis que celles de Russie augmentaient d'environ 3% et que celles d'Algérie restaient constantes.

D. L'élargissement de l'Europe en 2004 renforce la dépendance vis-à-vis de la Russie

La consommation de gaz des nouveaux pays membres de l'Union européenne (Chypre, Estonie, Hongrie, Lettonie, Lituanie, Malte, Pologne, République Tchèque, Slovaquie et Slovénie), s'élève à environ 50 Gm³. Elle représente l'équivalent de la consommation française. Ces pays sont très fortement dépendants des importations de gaz russe qui contribuent pour 75% à leur approvisionnement total. Essentiellement concentrée en Pologne et en Hongrie, la production de gaz des nouveaux adhérents ne couvre que 15% de leurs besoins totaux.

L'élargissement de l'Europe conduit à une hausse des importations qui passeront à 50%. Les importations russes couvriront désormais 25% des besoins de l'Europe élargie contre environ 18% auparavant.

De façon plus générale, la dépendance gazière européenne ne peut que s'accroître. Pour faire face aux besoins d'importation de gaz, de nombreux projets de terminaux GNL* ou de gazoducs sont à l'étude ou en cours de réalisation.

De nombreux projets de terminaux GNL ou de gazoducs sont à l'étude ou en cours de réalisation

La conclusion récente de nouveaux contrats à long terme de GNL et la construction en cours de nouveaux terminaux de réception de GNL au Royaume-Uni, en Espagne et en Italie pourraient conduire à la formation de bulles gazières dans ces trois pays, dès 2006-2007. Ces bulles gazières devraient avoir un impact favorable sur le prix du gaz en Europe, et en France en particulier, à partir de 2006-2007. Dans cette attente, les prix du gaz en Europe pourraient rester tendus.

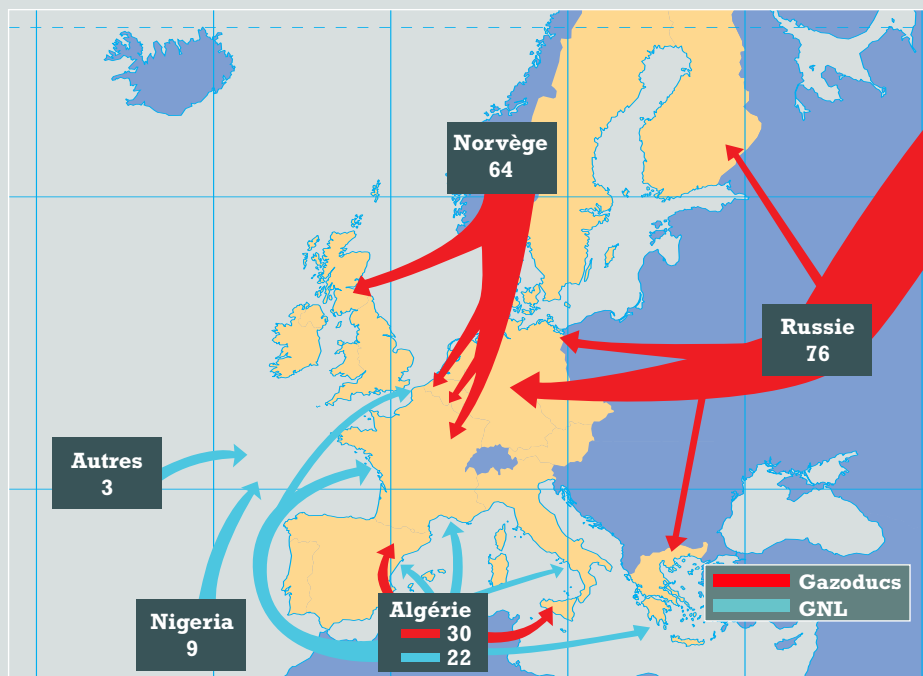
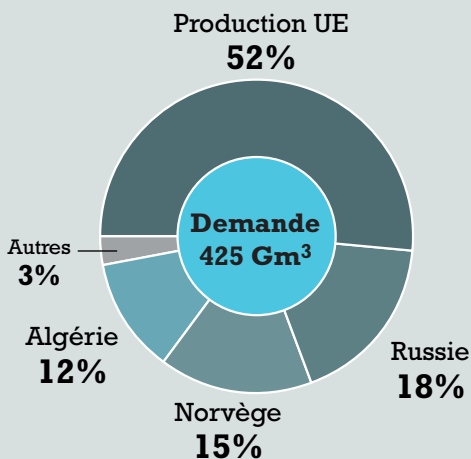
2 > Hausse sensible des prix du gaz en Europe en 2003

A. La hausse des prix des contrats gaziers long terme take-or-pay* en Europe est liée à celle des prix du pétrole

En Europe, l'achat de gaz aux producteurs* reste dominé par les contrats long terme avec des clauses *take-or-pay* qui instituent des liens relativement rigides entre producteurs et importateurs de gaz. Dans ce type de contrats, le fournisseur s'engage à livrer le gaz sur une longue période, l'acheteur à le réceptionner et, dans tous les cas, à payer les quantités contractuelles. Par ailleurs, le prix du gaz stipulé dans ces contrats est indexé sur celui des énergies concurrentes, principalement les produits pétroliers. Ces modalités contractuelles correspondent actuellement à environ 90% de l'approvisionnement gazier total de l'Europe continentale.

Figure 1 > Flux gaziers de l'Europe des 15 en 2003

Unité : Gm³



Les prix du gaz rendu dans chaque pays sont quasiment identiques, quel que soit le pays exportateur (cf. figure 2). C'est la conséquence directe de la fixation des prix *netback* selon lesquels le prix de vente du gaz au client final est fixé à un niveau où il est compétitif avec celui des produits pétroliers. Les contrats d'approvisionnement prennent en compte les fluctuations des prix du pétrole et des produits pétroliers avec un décalage d'environ trois mois. La hausse des contrats *take-or-pay* exprimée en dollars a été de 25 à 30% par rapport à l'année précédente. Cependant, du fait de l'augmentation de l'euro par rapport au dollar en 2003, la hausse du prix des contrats *take-or-pay* exprimée en euros, en 2003, n'a été que d'environ 8% (cf. figure 3, p. 14).

B. La hausse des prix des marchés *spot* gaziers en Europe est due aux tensions sur l'offre en Grande-Bretagne

Le gaz peut aussi être vendu de gré à gré sur des places de marché, les *hubs*. Au Royaume-Uni, 50% des besoins nationaux sont échangés sur le marché de gré à gré du NBP* (*National Balancing Point*). Sur le continent européen, les volumes de gaz échangés sur les places de marché (Zeebrugge,...), quoiqu'en progression, restent encore limités.

Au NBP, les prix varient de façon saisonnière en fonction de l'équilibre entre l'offre et la demande : ils s'inscrivent à la baisse en été,

période de faible demande, et à la hausse en hiver lorsque la consommation augmente rapidement pour les besoins de chauffage. En 2003, le prix du marché anglais *spot* s'est inscrit en hausse de 16% par rapport à 2002 pour enregistrer une moyenne annuelle de 10 €/MWh. Les niveaux de prix atteints en novembre (13,8 €/MWh) et en décembre 2003 (14,5 €/MWh) constituent des records depuis la création de ce marché. La période de baisse estivale a été moins marquée en 2003 qu'en 2002 alors que la hausse hivernale a été exceptionnelle.

L'évolution des prix *spot* au NBP semble refléter le fait que la Grande-Bretagne est de moins en moins autosuffisante en gaz et qu'elle dépend de manière croissante des importations en provenance du continent durant la saison hivernale. Le régulateur britannique OFGEM a lancé une enquête sur les causes de cette hausse.

Zeebrugge en Belgique est la place de marché du gaz la plus importante sur le continent européen. Les prix *spot* à Zeebrugge évoluent parallèlement avec ceux du NBP (cf. figure 4, p. 15). En effet, ces deux marchés sont liés via l'Interconnector, dont les flux bidirectionnels entre le Royaume-Uni et la Belgique assurent un équilibre entre les deux marchés la plus grande partie de l'année. Les liquidités de gaz britannique, dont le prix est fixé par l'offre et la demande au Royaume-Uni, et les liquidités de gaz continental, régies par l'indexation sur les prix des produits pétroliers, se "confrontent" au

niveau du *hub* belge.

En 2003, les prix *spot* se sont établis à environ 11 €/MWh à Zeebrugge, en hausse de 16% environ. On peut estimer que les prix *spot* à Zeebrugge, en moyenne annuelle 2003, ont été inférieurs de 10 à 20% à ceux des contrats long terme en Europe. Les autres cotations *spot* des marchés continentaux sont moins représentatives, du fait du manque de liquidités de gaz échangé.

3 > Les acteurs gaziers : concentration accrue

A. Les compagnies pétrolières et les compagnies nationales des pays exportateurs sont prédominantes pour l'approvisionnement

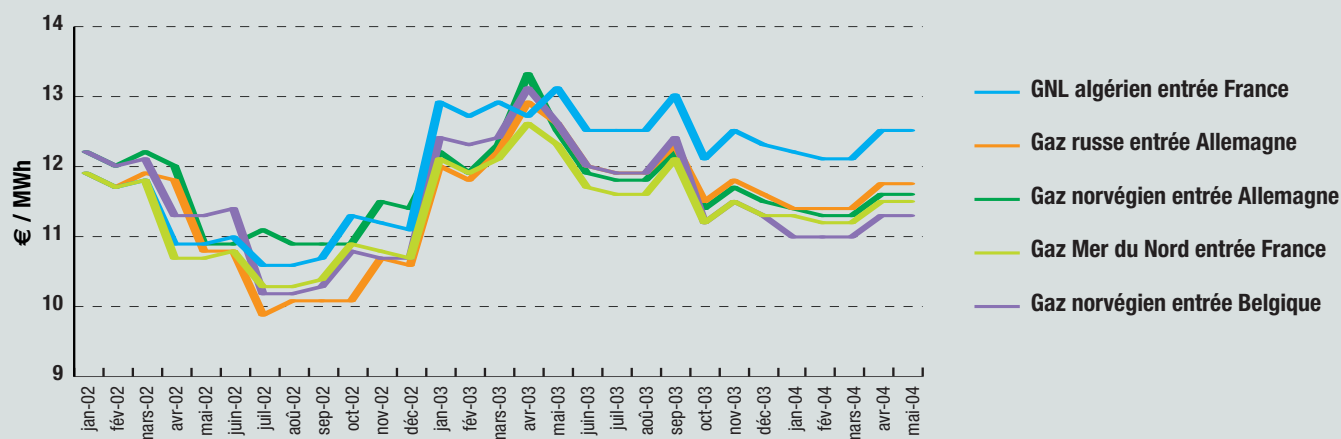
a LES COMPAGNIES PÉTROLIÈRES

La production gazière européenne est concentrée entre les mains de peu d'acteurs. En 2003, la production de gaz cumulée des cinq premiers producteurs gaziers européens (ExxonMobil, Shell, ENI, BP et Total) a représenté 120 Gm³, soit 54% du total de l'Europe des 15.

Les compagnies pétrolières ont continué à se désengager de leurs participations dans les sociétés historiques de commercialisation et de transport pour assurer directement elles-mêmes la commercialisation de leurs productions aux clients finals.

Ainsi, en 2002-2003, BP, ExxonMobil et Shell ont vendu à la société allemande E.ON leurs parts (respectivement 25%,

Figure 2 > Estimation des prix des contrats long terme en Europe en €/MWh



Source : CRE (à partir de données Heren)

Pour les compagnies nationales des pays exportateurs, l'Europe est un marché à fort potentiel

12,5% et 12,5%) dans Ruhrgas. Shell a cédé à RWE sa part de 25% dans Thyssengas. Fin septembre 2003, ExxonMobil et Shell ont annoncé qu'ils allaient dénouer leurs participations dans la société allemande BEB, tandis qu'aux Pays-Bas les discussions sur le dénouement des participations d'ExxonMobil et de Shell et du gouvernement néerlandais dans Gasunie échouaient en octobre 2003 (cf. tableau 2, p. 15).

b_ LES COMPAGNIES NATIONALES DES PAYS EXPORTATEURS

Les producteurs Gazprom (Russie), Sonatrach (Algérie) et Statoil (Norvège) sont les principaux fournisseurs des opérateurs historiques, auxquels ils sont liés le plus souvent par des contrats *take-or-pay*. Ils représentaient ainsi 34% des approvisionnements européens en 2003.

Pour ces sociétés, l'Europe est un marché à fort potentiel. Ainsi, Gazprom envisage de doubler quasiment ses exportations vers l'ensemble de l'Europe (123 Gm³ en 2003, 200 Gm³ à l'horizon 2020). Sonatrach a pour objectif d'exporter plus de 100 Gm³ par an vers l'Europe à partir de 2020 contre 52 Gm³ en 2003.

Gazprom, Sonatrach et Statoil s'adaptent à l'ouverture du marché européen en renforçant les liens qui les unissent à leurs acheteurs historiques et en mettant en œuvre des politiques de partenariat. Gazprom a engagé les opérations suivantes :

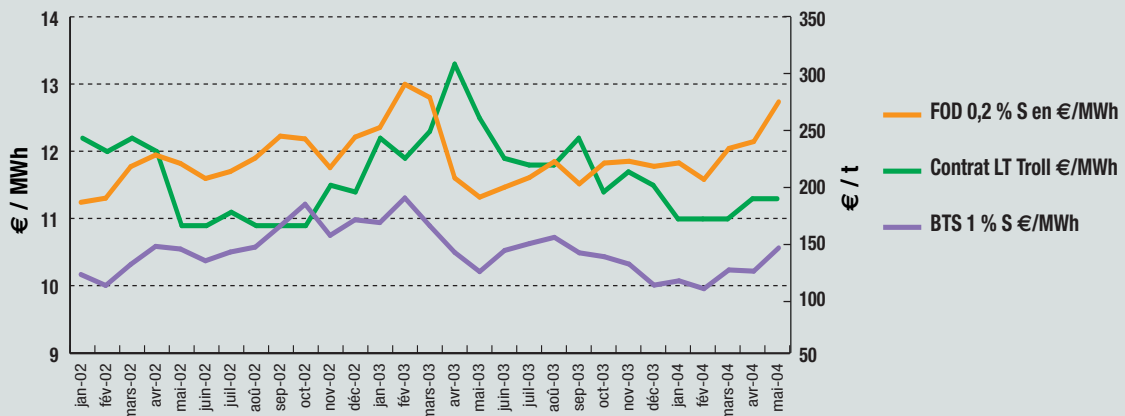
- Gazprom et l'ENI ont construit et exploitent ensemble le gazoduc sous-marin "BlueStream" entre la Turquie et la Russie (16 Gm³/an) ;
- Gazprom et Fortum sont actionnaires à 50% chacun de NordTransGas Company qui étudie la faisabilité d'un gazoduc sous-marin en mer Baltique reliant la Russie à l'Allemagne (projet North European Gas Pipeline – NEGP) ;
- Gazprom, en partenariat avec Wintershall, Ruhrgas, Gaz de France et SNAM, pourrait aussi construire un deuxième réseau de gazoducs Yamal-Europe, traversant la Biélorussie et la Pologne.

Afin de mettre en œuvre sa stratégie d'accroissement de son programme d'exportation de gaz naturel vers l'Europe, Sonatrach a pris des participations dans les deux projets de gazoducs sous-marins reliant l'Algérie à l'Espagne (Medgaz) et à l'Italie via la Sardaigne. Les partenaires de Sonatrach dans ces projets sont Cepsa (projet Medgaz), ENEL et Wintershall (gazoduc Algérie-Sardaigne-Italie).

Par ailleurs, Sonatrach a engagé des discussions préliminaires pour des prises de participation dans :

- des terminaux de regazéification (par exemple, prise de 10% dans le terminal méthanier* en construction d'El Ferrol en Espagne) ;
- des projets de production d'électricité (accord avec Cepsa en vue de l'entrée de Sonatrach en 2003 à hauteur de 30%

Figure 3 > Evolution des prix des contrats long terme et des produits pétroliers en Europe



Source : CRE (à partir de données Platts et Heren)

dans le capital de la société holding GEPESA regroupant quatre unités industrielles de cogénération* d'une capacité totale de 200 MW ;

- des infrastructures de stockage de pétrole et de produits pétroliers ;
- la création de *joint-ventures* de commercialisation (participation minoritaire dans le capital de la filiale de négoce commune à Cepsa et à TOTAL).

Enfin Sonatrach, en partenariat avec BP, a réservé des capacités pour vingt ans dans le terminal méthanier de NGT (National Grid Transco) qui va être construit à Isle of Grain (Royaume-Uni).

Statoil semble privilégier également des partenariats avec ses acheteurs historiques. En 2000, Gaz de France a acquis de Statoil une participation de 20% dans le gisement de Njord et de 12% dans le champs gazier de Snohvit. Statoil est aussi très actif dans la recherche de nouveaux clients (signature en 2002 d'un contrat de fourniture avec Centrica, qui porte sur 5 Gm³ pour une durée de dix ans à partir de 2005 ; signature en février 2004 d'un accord avec le distributeur néerlandais Essent pour des livraisons de gaz de 1,4 Gm³ par an à partir de la fin de l'année 2004, pour une période de cinq ans). Depuis 2003, Statoil a entrepris des activités de commercialisation directe de gaz en Europe.

B. Les électriciens se développent dans l'aval gazier

a LES OPÉRATEURS GAZIERS HISTORIQUES DANS L'AVAL GAZIER

Les opérateurs historiques sont à la fois importateurs et fournisseurs de gaz naturel. Leur portefeuille d'approvisionnement comprend la production propre, les achats de production domestique et les importations. En Europe, ces opérateurs peuvent être regroupés en deux catégories :

- ceux dont les importations prédominent dans leur portefeuille d'approvisionnement (ENI Gas & Power, Ruhrgas, Distrigaz, Gaz de France, Gas Natural, etc...) ;
- ceux dont les achats de production domestique sont prédominants (Centrica, Gasunie, etc..).

La concentration est également très importante parmi les importateurs de gaz. Les dix premiers importateurs en Europe représentaient 88% des volumes importés (256 Gm³) en 2002, dont 54% pour les seuls ENI, Ruhrgas et Gaz de France.

En 2003, la part des opérateurs historiques dans les approvisionnements européens a baissé en raison de mesures nationales (limitations de parts de marchés en Espagne et en Italie) et des importations gazières de plus en plus importantes des électriciens. Ainsi, Gas Natural en Espagne a vu sa part de marché diminuer pour descendre à 78% en 2003.

b LES ÉLECTRICIENS

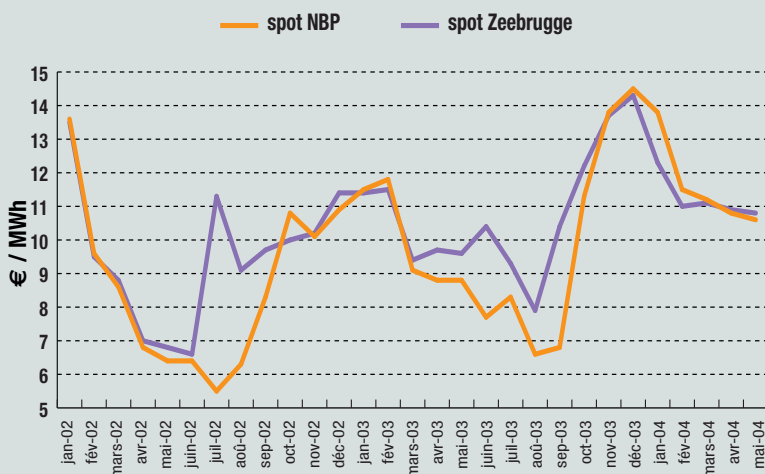
Les électriciens continuent de développer des activités dans le domaine du gaz. Au Royaume-Uni, les principaux concurrents de Centrica sont Innogy (ex-National Power, racheté par RWE), E.ON UK (ex PowerGen) ou EDF Energy (ex London Electricity). En Espagne et en Italie, les opérateurs électriques cherchent à devenir des *multi-utilités*.

Dans ce secteur, même si les opérations de fusion-acquisition ont été moins nombreuses en 2003 qu'en 2002, l'année passée restera celle de l'acquisition de 100% du capital de Ruhrgas par E.ON. Malgré les concessions importantes auxquelles E.ON a dû se soumettre, notamment un programme de *gas release*, cette opération lui permet de devenir un acteur gazier de premier plan. Thyssengas, cinquième opérateur gazier en Allemagne, a été racheté par RWE. Les opérateurs portugais de réseaux de transport de gaz et d'électricité, Transgas et REN, seront regroupés dans une même entité, comme l'ont été Transco et National Grid au Royaume-Uni.

Plusieurs électriciens ont conclu des contrats d'approvisionnement de gaz. Ainsi, EDF Trading a acheté à Statoil 1 Gm³/an pour quinze ans. Le gaz sera livré à Zeebrugge à partir de 2005. Endesa importera du gaz nigérian à partir de 2006-2007 (1 Gm³/an pour une durée de quinze ans), et du gaz qatari à partir de 2005 (1 Gm³/an durant vingt ans).

Figure 4 >

Comparaison des prix spot mensuels NBP et Zeebrugge en €/MWh



Source : CRE (à partir de données Platts)

Tableau 2 >

Part des compagnies pétrolières dans les principales sociétés de transport-commercialisation en Europe en 2003

Pays	Sociétés	Actionnaires pétro-gaziers	Ventes (Gm ³ /an)
Pays-Bas	Gasunie	25% Shell 25% ExxonMobil	77,3 Gm ³
Allemagne	BEB	50% Shell 50% ExxonMobil	16 Gm ³
Italie	SNAM	100% ENI	69 Gm ³
Espagne	Gas Natural	23% Repsol	16 Gm ³
Belgique	Distrigaz	16% Shell	15 Gm ³
Belgique	Fluxys	16% Shell	Opérateur de transport
France	GSO ^(a)	70% TOTAL	3,4 Gm ³

(a) GSO devrait devenir filiale à 100% de TOTAL en 2004

Source : CRE

Le taux légal d'ouverture cache des situations extrêmement diverses en terme d'ouverture réelle

4 > L'ouverture à la concurrence en Europe : avancées réglementaires, développement progressif de places de marché mais permanence de nombreux obstacles

A. La directive du 26 juin 2003

En juin 2003, le Conseil et le Parlement européens ont adopté la directive 2003/55, qui prévoit une accélération de l'ouverture légale. Le 1^{er} juillet 2004, l'ensemble des clients professionnels deviennent éligibles. L'ouverture totale devrait intervenir en 2007. Plusieurs pays de l'Union européenne ont anticipé sur ces dispositions (cf. tableau 3 et tableau 4, p. 17). Le Royaume-Uni, l'Allemagne, le Danemark, l'Italie, l'Espagne, l'Autriche ont officiellement ouvert leur marché à 100%. Aux Pays-Bas, le marché devrait être ouvert à 100% au 1^{er} juillet 2004. Ce taux légal d'ouverture cache cependant des situations extrêmement diverses en terme d'ouverture réelle. Alors que le marché anglais est largement ouvert à la concurrence, le taux de changement de

fournisseur en Allemagne, pour les grands clients industriels, est selon la Commission européenne, de 5% à peine. En revanche, la France, malgré un taux légal d'ouverture d'environ 37% avant le 1^{er} juillet 2004, se situe dans la moyenne des autres pays européens en ce qui concerne le taux de changement effectif de fournisseur par les clients industriels éligibles (20% environ en volume).

La directive impose la séparation juridique du transport des autres activités chez les opérateurs anciennement intégrés. Déjà au Royaume-Uni, en Espagne, en Italie, en Autriche, au Danemark et en Belgique, ces activités sont séparées non seulement d'un point de vue juridique mais aussi sur le plan patrimonial. Les autres pays avaient jusqu'au 1^{er} juillet 2004 pour se conformer aux dispositions de la directive. En Allemagne, Ruhrgas a séparé juridiquement le transport des autres activités du groupe.

En application de cette directive, les Etats membres ont jusqu'au 1^{er} juillet 2007 pour séparer juridiquement la distribution des autres activités gazières des opérateurs. Ils peuvent décider d'en dispenser les entreprises intégrées ayant moins de 100 000 clients. En revanche, la directive ne prévoit pas d'obligation de séparation juridique pour les terminaux de GNL et pour le stockage.

La directive prévoit également un accès des tiers régulé ou négocié aux installations de stockage à partir du 1^{er} juillet 2004.

Enfin, l'article 25 de la directive du 26 juin 2003 détaille les missions des autorités de régulation en Europe. L'Allemagne, qui est le seul pays ne disposant pas à ce jour de régulateur sectoriel, a annoncé la création avant la fin de l'année 2004 d'un régulateur pour l'électricité et pour le gaz, au sein de l'autorité de régulation pour les postes et télécommunications.

Les dispositions de la directive s'appliquent aux 25 Etats membres de l'Union européenne. Chypre et Malte bénéficient toutefois d'une dérogation en tant que marchés émergents ou isolés. La République Tchèque bénéficie d'une dérogation dans le cadre du Traité d'adhésion : les dispositions sur l'éligibilité ne lui sont pas applicables jusqu'au 31 décembre 2004.

Tableau 3 > Ouverture légale à la concurrence au 1^{er} juillet 2004

	Taux légal d'ouverture Juillet 2004	Marché éligible Gm ³
Royaume-Uni	100%	92
Allemagne	100%	88
Italie	100%	74
Pays-Bas	100%	42
France	70%	32
Espagne	100%	25
Belgique	90%	15
Autriche	100%	8
Danemark	100%	5
Hongrie	41% ⁽¹⁾	5
Irlande	82%	4
Pologne	34% ⁽¹⁾	4
Lituanie	81% ⁽¹⁾	2
Slovaquie	33% ⁽¹⁾	2
Estonie	80% ⁽¹⁾	<1
Luxembourg	72%	<1
Slovénie	50% ⁽¹⁾	<1
Suède	51%	<1
Lettonie	0% ⁽¹⁾	0

(1) 1^{er} janvier 2004

Source : CRE
(à partir de données Cedigaz)

B. La mise en place de tarifs de transport entrée-sortie* et le développement de places de marché de gaz en Europe

En 2003, plusieurs Etats membres ont mis en place des tarifs de transport de type entrée-sortie qui suppriment l'identification du trajet entre les points d'entrée et les points de sortie dans une zone tarifaire. De tels tarifs sont en vigueur en Autriche, en Belgique, au Danemark, en France, en Irlande, en Italie, aux Pays-Bas et au Royaume-Uni. En août 2003, le ministère de l'Economie allemand a demandé l'introduction généralisée d'un système tarifaire entrée-sortie, les opérateurs devant lui présenter leur modèle.

La mise en œuvre de ces tarifs a permis l'émergence de places de marchés. C'est le cas au Pays-Bas, avec la création en jan-

vier 2003 d'un *hub* notionnel, le TTF* (*Title Transfer Facility*). En Italie, le PSV (*Punto di Scambio Virtuale*), qui permet aux opérateurs d'échanger du gaz, est en croissance rapide depuis son démarrage en novembre 2003. Il est cependant trop tôt pour préjuger de la pérennité de ces *hubs*. En France, Gaz de France a mis en place des Points d'Echange de Gaz (PEG), premier pas dans la constitution de *hubs*.

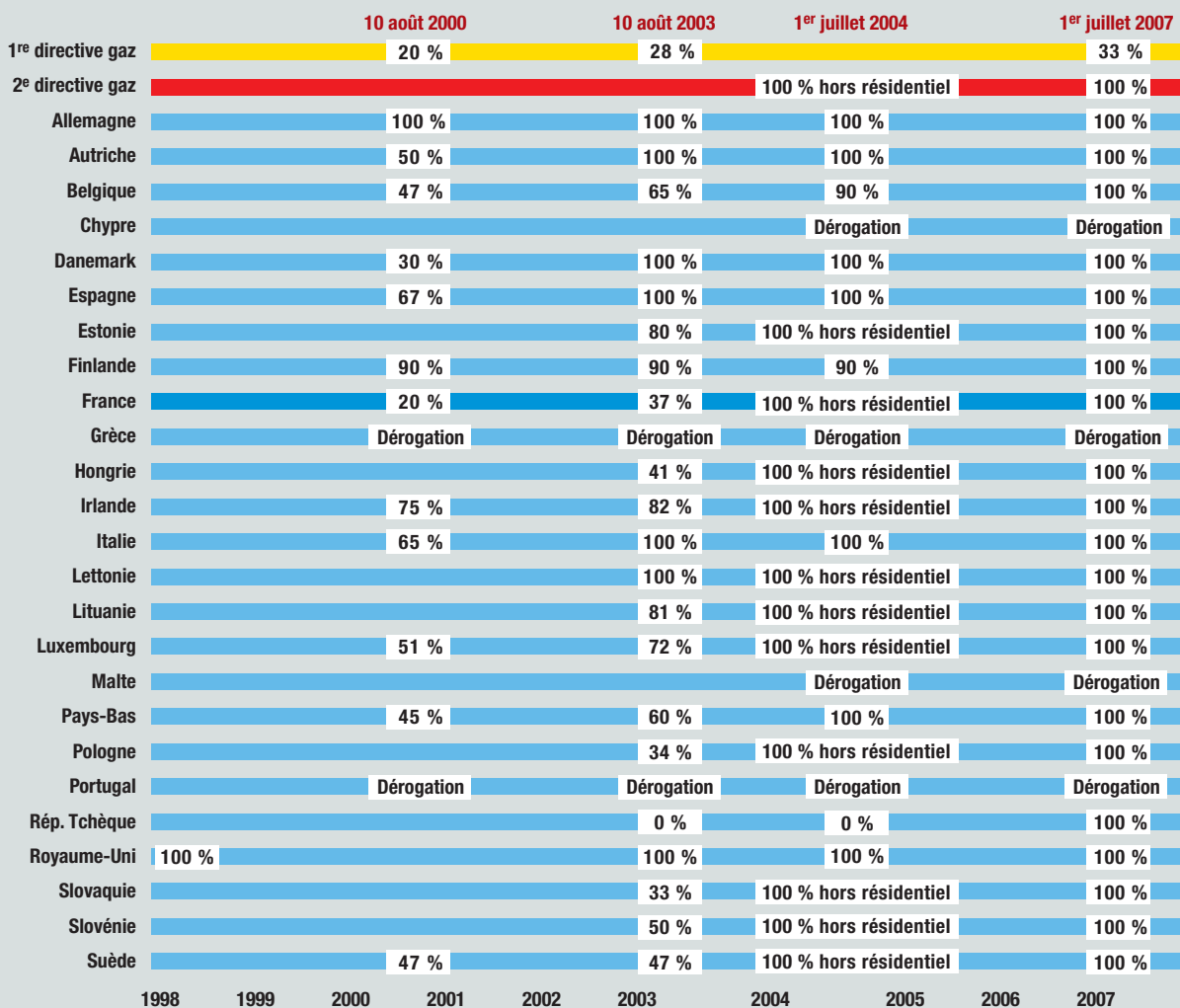
C. Les programmes de mise à disposition temporaire de gaz en Allemagne et en Autriche

Les mises à disposition temporaires de gaz, ou *gas release*, imposent aux opérateurs historiques de remettre sur le marché une partie de leurs contrats *take-or-pay* pour une durée limitée. Ceci permet à de nouveaux entrants d'avoir accès au gaz et

d'acquérir une clientèle et un savoir-faire tout en leur donnant le temps de trouver des ressources gazières propres. Au cours des dernières années, des programmes de mise à disposition temporaire de gaz ont été mis en œuvre au Royaume-Uni, en Espagne et en Italie. En 2003, de tels programmes ont également été développés en Allemagne et en Autriche.

En Allemagne, les décisions du ministère de l'Economie du 5 juillet et du 18 septembre 2002 autorisant le rachat de Ruhrgas par E.ON ont prévu et défini les modalités du *gas release* imposé à Ruhrgas pour un programme de 200 TWh sur cinq ans. En juillet 2003, la première mise aux enchères s'est tenue sur le site internet de Ruhrgas. Elle a porté sur 33,33 TWh (3% de la consommation annuelle en Allemagne). Cinq autres enchères devraient être organisées chaque

Tableau 4 > Calendrier d'ouverture des marchés gaziers en Europe



Source : CRE

année jusqu'en 2008. Lors de la première enchère, le gaz a été proposé sous forme de lots de trois ans, aucun participant ne pouvant acheter plus du tiers du gaz mis en vente. Le prix de réserve était égal à 95% du prix moyen à l'importation en Allemagne, tel que publié par le BAFA (*Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle*), pour le mois de livraison. Le gaz est livré sur une période de trois ans à Emden avec une obligation d'enlèvement de 80%.

Cette enchère s'est soldée par un échec, plus de la moitié des lots n'a pas trouvé preneur. Les conditions de transport en Allemagne (ATR négocié), la taille des lots trop importante et la formule de prix ont, semble-t-il, découragé les nouveaux entrants. De fait, Ruhrgas et le ministère ont annoncé que, dans une prochaine mise aux enchères, le gaz sera livré à Waidhaus avec de nouvelles modalités.

Un programme de mise à disposition temporaire de gaz a également été mis en œuvre en Autriche, à la suite de la création de la *joint-venture* EconGas entre OMV et cinq compagnies de distribution régionales. En juillet 2003, une première enchère a été organisée par le Central European Gas Hub (CEGH), filiale à 100% d'OMV. Cette enchère a porté sur 0,25 Gm³ (2,75 TWh, soit 3% de la consommation annuelle en Autriche). Les lots ont une durée d'un an. Des mises aux enchères seront réalisées chaque année au *hub* de Baumgarten, jusqu'à ce que le commerce se développe de manière satisfaisante.

A la demande de la CRE, Gaz de France et TOTAL vont mettre en place, à partir de septembre 2004, un programme de mise à disposition de gaz dans le sud de la France, représentant 15% des consommations de la zone (cf. page 29).

D. Les clauses de destination sont progressivement abandonnées

Les clauses de destination visent à empêcher que les acheteurs ne revendent en amont du gaz acheté en *take-or-pay*. Elles sont habituelles dans les contrats de long terme. La Commission européenne a déclaré ces clauses illégales sans pour autant remettre en cause les contrats existants. En octobre 2003, la Commission européenne a annoncé que les négociations avec

Gazprom portant sur l'abandon des clauses de destination dans ses contrats de fourniture avec l'ENI avaient abouti. ENI, qui est un client très important pour Gazprom (les volumes des contrats d'approvisionnements en jeu représentent 20 Gm³ par an), devrait donc pouvoir commercialiser du gaz russe en Allemagne et en Autriche. Il reste à voir comment cela se traduira dans la pratique. La Commission européenne poursuit des négociations avec Gazprom à propos de ses contrats avec Ruhrgas et OMV. Des discussions sont en cours également avec la Sonatrach. Les fournisseurs norvégiens et nigériens avaient déjà abandonné les clauses de destination.

La fin des clauses de destination pourrait cependant être contournée par les pays exportateurs par la conclusion de contrats de fourniture de gaz rendu frontière.

E. Les obstacles à la concurrence

Il existe encore de nombreux obstacles à la concurrence en Europe. Outre la structure du marché (nombre limité d'acteurs et prédominance des contrats *take-or-pay*), certaines pratiques et réglementations constituent de véritables barrières à l'entrée de nouveaux acteurs :

- certains pays (Allemagne, Belgique, Pays-Bas, Autriche) demandent aux expéditeurs* de s'équilibrer sur une base horaire, ce qui est dissuasif pour de nouveaux entrants de taille petite ou moyenne, en particulier lorsque cet équilibrage horaire est assorti de lourdes pénalités ;
- la transparence des capacités disponibles sur le réseau de transport et à l'entrée des terminaux GNL n'est encore assurée que par quelques transporteurs, au nombre desquels figurent les transporteurs français. Ce manque de transparence sur les capacités disponibles est un obstacle à l'entrée de nouveaux fournisseurs en particulier lorsqu'il est assorti de conditions d'accès négociées comme c'est le cas en Allemagne et en Belgique pour le transit du gaz ;
- les différences de qualité du gaz* continuent d'entraver la concurrence, en particulier au Royaume-Uni où les spécifications requises ne permettent pas l'importation de certains GNL.

Certaines pratiques et réglementations constituent de véritables barrières à l'entrée de nouveaux acteurs

2 Le marché français du gaz

1 > L'offre de gaz en France

En 2003, la production nationale a été de 17 TWh. Le gisement de Lacq couvre aujourd'hui 3% des besoins nationaux.

Les importations sur la base de contrats à long terme de Gaz de France avec ses quatre fournisseurs historiques (Pays-Bas, Algérie, Russie et Norvège) ont progressé en volume de 5%, assurant environ 90% des approvisionnements français en gaz (cf. figure 5). Les importations de gaz en provenance des Pays-Bas et de la Norvège ont augmenté respectivement de 37% et de 5%, tandis que celles en provenance de la Russie restaient au même niveau et celles d'Algérie baissaient de 7%.

La diminution des réceptions de GNL provenant d'Algérie résulte de la vente aux Etats-Unis de cargaisons initialement destinées à la France, en raison des prix plus favorables des marchés de la côte Est américaine. La forte hausse en 2003 des importations de gaz en provenance des Pays-Bas s'explique par la montée en régime de ressources de gaz H contractées par Gaz de France.

L'approvisionnement par le biais d'achats à court terme (environ 6 à 7% du bilan national) est resté stable en 2003. Ces ressources, issues en grande majorité des *hubs* du NBP et de Zeebrugge, ont été achetées par Gaz de France, ainsi que par des nouveaux entrants sur le marché gazier français, pour des fournitures de gaz à des clients industriels ayant exercé leur éligibilité.

La forte couverture de Gaz de France en contrats long terme, associée à une souplesse contractuelle permettant de profiter des opportunités d'arbitrages *spot* ou GNL,

lui donne un avantage compétitif non négligeable face aux nouveaux entrants.

La tarification de l'accès aux terminaux méthaniers mise en place par Gaz de France ne permet pas aux nouveaux entrants sur le marché gazier français d'envisager le commerce *spot* de GNL. Le gaz hors contrat long terme (gaz libre) est donc issu, en très grande majorité, des marchés *spot* du Nord de l'Europe.

2 > La demande de gaz en France

Après une année de stagnation en 2002, la consommation réelle de gaz naturel en France a augmenté d'environ 5% en 2003. Elle a représenté 509 TWh, contre 484 TWh en 2002. Depuis 1998, la consommation réelle de gaz en France a progressé d'environ 3% en moyenne chaque année.

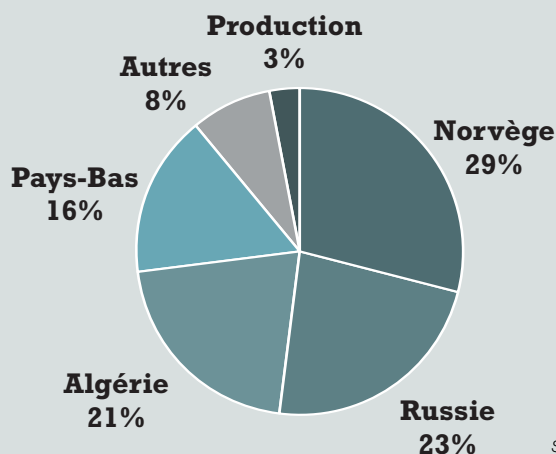
Elle a progressé de 8% dans les secteurs résidentiel et tertiaire (258 TWh en 2003, contre 239 TWh en 2002). Ces deux secteurs représentent 51% de la consommation totale, dont 33% pour le résidentiel et 18% pour le tertiaire. Cette hausse s'explique notamment par des conditions climatiques plus rigoureuses durant la saison hivernale en 2003 et par l'arrivée de plus de 200 000 nouveaux clients dans le secteur résidentiel. Environ 8 700 communes, représentant environ les trois quarts de la population française, sont raccordées au gaz.

Dans le secteur industriel, la consommation de gaz a augmenté de 2% en 2003, s'établissant à 251 TWh. Si la consommation de gaz des principaux secteurs industriels reste relativement atone, la demande de gaz destinée à la production d'électricité des installations de cogénération connaît une progression de 3%.

En raison du poids de la consommation du

La tarification de l'accès aux terminaux méthaniers mise en place par Gaz de France ne permet pas aux nouveaux entrants sur le marché gazier français d'envisager le commerce *spot* de GNL

Figure 5 > Approvisionnement gazier de la France en 2003



Source : Observatoire de l'Energie

L'éligibilité a été mise en œuvre pour près de la moitié des volumes de gaz consommés

secteur résidentiel et tertiaire, la demande de gaz en France est très fortement saisonnalisée. Cette caractéristique explique l'importance des stockages souterrains* dans le fonctionnement du système gazier français.

3 > L'ouverture légale et l'ouverture réelle du marché gazier français

La directive de 1998 a été transposée en France par la loi du 3 janvier 2003. Jusqu'au 1^{er} juillet 2004, seuls les sites industriels dont la consommation annuelle est supérieure à 83 GWh, étaient éligibles, ainsi que les producteurs d'électricité et les entreprises locales de distribution (ELD). L'ouverture légale depuis le 10 août 2003 était de 37%. Environ 1 200 sites étaient éligibles pour une consommation d'environ 170 TWh. A partir du 1^{er} juillet 2004, l'ouverture légale est de 70% pour 530 000 sites (350 TWh).

A. L'ouverture réelle et la baisse des prix aux consommateurs éligibles

Au 1^{er} juin 2004, 51 sites industriels avaient changé de fournisseur, contre 25 un an plus tôt. La consommation annuelle de ces sites représente 41 TWh, soit 25% du volume ouvert à cette date à la concurrence et 8% des ventes totales de gaz en France, dans la fourchette de 5 à 10% observée en Europe.

La direction transport de Gaz de France a procédé à un appel d'offres pour l'achat du gaz nécessaire au fonctionnement de son réseau. Il a été remporté par un fournisseur autre que la direction négoce de Gaz de France pour le Nord et l'Est du territoire et pour un volume de 2 TWh environ par an, à partir du 1^{er} mai 2004.

Le nombre de fournisseurs présents sur le marché éligible est passé de sept à onze au cours des douze derniers mois.

Les nouveaux entrants sur le marché français sont TOTAL (déjà présent indirectement à travers ses participations dans CFM* et GSO*), Distrigaz, Norsk Hydro, BP, Rhodigaz, Ruhrgas, ENI et Wingas.

Deux clients éligibles, alimentés en gaz B, ont changé de fournisseur en 2003.

Outre les 51 sites qui ont changé de fournisseur, 170 sites ont fait jouer leur éligibilité en renégociant leurs contrats avec leur fournisseur traditionnel, représentant au total une consommation d'environ 47 TWh/an (28% du volume ouvert à la concurrence).

L'éligibilité a été mise en œuvre pour plus de la moitié des volumes de gaz consommés par les clients éligibles.

La figure 6 (p. 21) indique la concentration géographique des sites ayant exercé leur éligibilité auprès de nouveaux entrants. En très grande majorité ce sont les grands clients situés dans la partie nord et est de la France, où du gaz concurrentiel en provenance du Royaume-Uni et de Norvège est disponible. De fait, il n'existe pas de concurrence dans la moitié sud du pays.

4 > Les freins à l'ouverture du marché français du gaz

A. La hausse du marché *spot anglais handicape le développement de la concurrence dans la moitié nord de la France**

Pour démarcher leurs clients, les nouveaux fournisseurs de gaz en France se sont appuyés sur les marchés *spot* de la mer du Nord (NBP et Zeebrugge), sur lesquels les



Brûleur de gaz naturel

prix étaient en moyenne plus bas que ceux des contrats de long terme (*take-or-pay*). En effet, de la mi-janvier à fin août 2003, l'arbitrage entre contrats de long terme et contrats de court terme a été très nettement en faveur des derniers (cf. figure 7, p. 22). Durant cette période, le différentiel de prix entre fourniture long terme et contrats de court terme a varié entre 2 et

4 €/MWh en leur faveur, soit des niveaux de prix inférieurs de 20 à 30% à ceux des principaux contrats long terme.

Ce contexte de prix a rendu l'exercice de l'éligibilité potentiellement attractif dans le nord de la France, les nouveaux entrants pouvant offrir des conditions plus attractives que les contrats long terme.

En revanche, à partir de l'automne 2003, l'approvisionnement en gaz importé, issu

des marchés *spot*, est devenu plus coûteux que pour le gaz fourni sur la base de contrats long terme.

En effet, les prix du gaz sur les marchés *spot* ont augmenté de façon significative, du fait de problèmes de production en mer du Nord, d'une vague de froid qui a favorisé la hausse de la consommation de gaz au Royaume-Uni et de l'incapacité des opérateurs britanniques à accroître leur production de gaz malgré des prix très rémunérateurs.

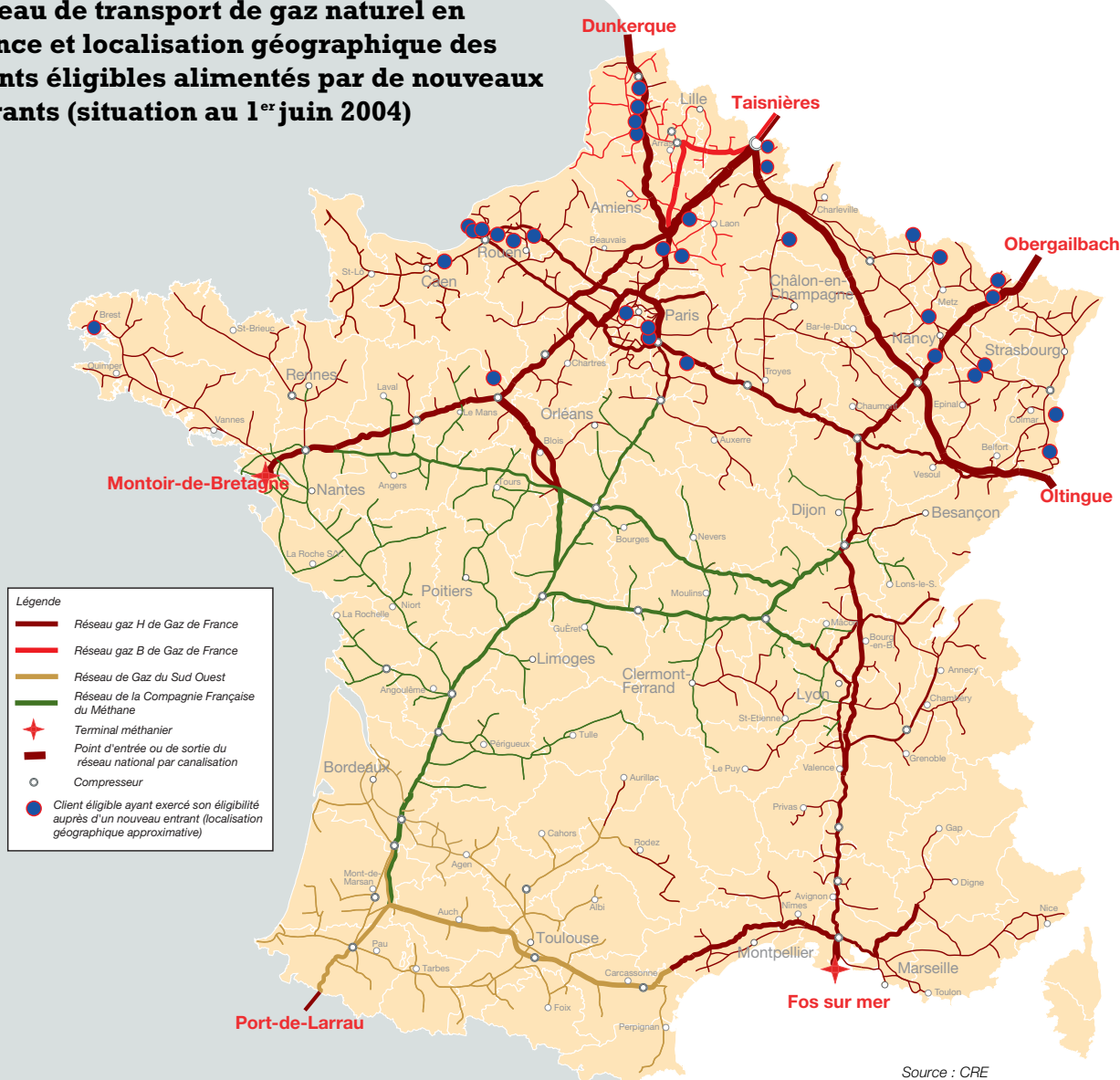
Les conditions de marché ne sont toujours pas favorables au développement d'offres concurrentielles, en raison du maintien de tensions sur l'offre domestique au Royaume-Uni et du maintien de l'attractivité du marché américain pour ce qui est des cargaisons *spot* de GNL. Cette situation pourrait perdurer jusqu'à ce que de nou-

velles infrastructures d'importation au Royaume-Uni et en Espagne soient mises en place.

B. Les particularités du marché du gaz en France

Le réseau français de transport n'est pas adapté à l'ouverture du marché gazier. En effet, ce réseau a été optimisé en fonction de la répartition des approvisionnements entre les cinq points d'entrée existants. De ce fait, l'existence de contraintes nord-sud, nord-est et nord-ouest sur le réseau français ne permet pas au gaz libre arrivant de Zeebrugge ou de mer du Nord d'alimenter l'ensemble du pays, et en particulier la partie sud de la France, ce qui rend impossible le développement de la concurrence dans cette zone.

Figure 6 > Réseau de transport de gaz naturel en France et localisation géographique des clients éligibles alimentés par de nouveaux entrants (situation au 1^{er} juin 2004)



Source : CRE

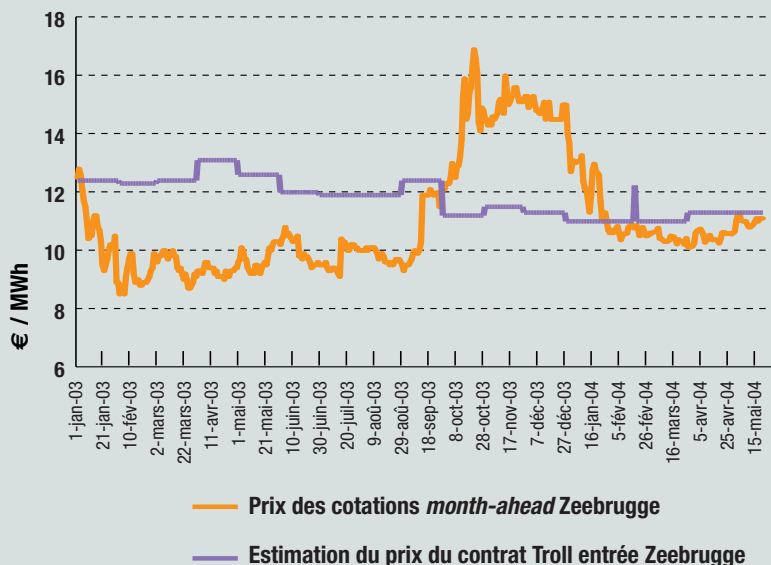
Le réseau français de transport n'est pas adapté à l'ouverture du marché gazier

D'autres facteurs constituent un frein à la concurrence dans le gaz, en particulier :

- l'existence d'une zone de gaz à faible pouvoir calorifique* (zone B). En effet, le pouvoir calorifique du gaz naturel importé du gisement de Groningue aux Pays-Bas (gaz B) est inférieur d'environ 15 % à celui des autres gaz naturels importés. Les appareils de combustion des industriels et des particuliers de cette zone doivent donc être réglés spécialement pour ce gaz. Un industriel de la zone B désirant faire jouer son éligibilité, et qui achète du gaz H (gaz à haut pouvoir calorifique), doit l'échanger contre du gaz B. Seul Gaz de France Négoces propose aujourd'hui un tel service de conversion* de gaz H en gaz B ;

- le fait que le terminal de Fos ne peut accueillir que des méthaniers* de taille limitée. Le projet de terminal Fos 2 (Gaz de France et TOTAL), qui permettra d'offrir de plus grandes capacités dans la partie sud de la France, ne sera pas opérationnel avant 2007 ou 2008 ;
- le faible développement dans l'hexagone de la production d'électricité à partir du gaz ;
- le fait que les tarifs réglementés restent péréqués sur l'ensemble du territoire, alors que la tarification ATR du transport est basée sur les coûts et donc fonction de la distance ;
- l'insuffisance d'interconnexions* avec l'Espagne et l'Italie, ce qui limite les échanges transfrontaliers.

Figure 7 > Simulation de l'arbitrage de prix entre contrats court terme (cotations *month-ahead*) et contrats long terme Troll entrée Zeebrugge



Source : CRE (à partir de données Platts et Heren)

II_La régulation du marché français du gaz

Le développement d'un marché concurrentiel du gaz nécessite que tous les acteurs de marché puissent avoir accès à des informations détaillées sur les capacités

1 La mise en place de la régulation

La directive du 22 juin 1998 concernant les règles communes pour le marché intérieur du gaz naturel a été transposée en droit français par la loi du 3 janvier 2003 relative aux marchés du gaz et de l'électricité et au service public de l'énergie.

Elle est devenue d'application directe, pour l'essentiel, le 10 août 2000. Les opérateurs historiques français ont donc mis en place à cette date, de leur propre initiative, des tarifs et conditions permettant l'accès des tiers aux réseaux* de transport, aux réseaux de distribution et aux terminaux méthaniens. Ces modalités d'accès ont évolué progressivement jusqu'à fin 2002, dans le sens des travaux de la mission de préfiguration de la régulation gazière, confiée par le gouvernement à M. Jean Syrota.

La loi du 3 janvier 2003 a étendu au gaz les pouvoirs de régulation qui avaient été conférés à la CRE dans le domaine de l'électricité par la loi du 10 février 2000.

Pour la période couverte par le présent rapport, l'action de la CRE s'est attachée, en priorité, aux points suivants :

- la transparence des capacités disponibles sur les réseaux de transport de gaz et les terminaux méthaniens ;
- les tarifs d'utilisation des réseaux de transport, des réseaux de distribution et des terminaux méthaniens ;
- le dénouement des participations conjointes de Gaz de France et TOTAL dans la Compagnie Française du Méthane et dans Gaz du Sud-Ouest ;
- la mise à disposition temporaire de gaz (*gas release*) dans le sud de la France ;
- les principes de dissociation comptable* applicables aux opérateurs gaziers intégrés ;
- les clauses contractuelles pour l'accès aux infrastructures ;
- les mouvements des tarifs réglementés de vente de gaz ;
- les travaux du Comité des régulateurs européens de l'énergie dans le domaine du gaz.

Comme pour l'électricité depuis 2000, la CRE a pris ses décisions après concertation avec l'ensemble des acteurs du marché du gaz. Elle a procédé régulièrement à l'audition des opérateurs d'infrastructures et des représentants de fournisseurs et de clients finals. Elle a également mené trois consultations publiques sur la transparence des capacités, les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution et le tarif d'utilisation des terminaux méthaniens.

1 > La transparence des capacités disponibles sur les réseaux de transport de gaz et les terminaux méthaniens a été instaurée

L'accès des tiers aux réseaux de transport de gaz et aux terminaux méthaniens est garanti par la loi du 3 janvier 2003. Toutefois, il peut être limité, voire empêché, si ces infrastructures manquent de capacités disponibles suffisantes. Le développement d'un marché concurrentiel du gaz nécessite donc que tous les acteurs de marché puissent avoir accès, dans des conditions transparentes et non discriminatoires, à des informations détaillées sur les capacités.

Devant l'insuffisance, voire l'absence d'informations sur les capacités, la CRE a, par une délibération du 28 mai 2003, demandé aux opérateurs de publier sur leur site internet, à partir du 1^{er} juillet 2003, les informations relatives aux capacités maximales fermes commercialisables, aux capacités fermes souscrites, aux capacités fermes disponibles, aux capacités interruptibles et, à compter du 1^{er} septembre 2003, aux flux constatés quotidiennement.

Ces informations sont publiées pour toutes les capacités d'entrée, de sortie et de liaisons entre zones d'équilibrage*, ainsi que pour les terminaux méthaniens.

La CRE a également demandé à chaque opérateur concerné de produire une note générale décrivant la méthodologie de calcul des capacités maximales fermes commercialisables et de lui transmettre le détail

Les tarifs d'utilisation des réseaux, que la CRE a proposés en décembre 2003, sont indispensables à l'exercice effectif de l'éligibilité des consommateurs professionnels

de la méthodologie et des calculs conduisant aux résultats publiés.

Enfin, la CRE a demandé aux opérateurs de publier le programme prévisionnel, sur le semestre à venir, des réductions de capacités dues aux travaux d'entretien et de maintenance, avec une mise à jour au moins mensuelle.

Ces dispositions ont eu pour effet d'anticiper, pour la partie relative à la transparence des capacités, les "Règles pour une bonne pratique de l'accès des tiers au réseau" élaborées lors du Forum de Madrid des 24 et 25 septembre 2003 et mis ainsi les opérateurs français dans une situation favorable par rapport à leurs homologues européens. La CRE veillera à ce que la publication des données sur les capacités des infrastructures par les opérateurs soit adaptée en permanence aux besoins du marché et à la nature des capacités commercialisées.

2> Les propositions de tarifs d'utilisation des réseaux de transport, des réseaux de distribution et des terminaux méthaniers restent en attente d'une décision gouvernementale

L'article 7 de la loi du 3 janvier 2003 prévoit que "les décisions sur les tarifs sont prises conjointement par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie, sur proposition de la Commission de régulation de l'énergie, notamment à la demande des opérateurs, pour les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et de distribution de gaz et des installations de gaz naturel liquéfié".

En application de ces dispositions, la CRE a proposé au gouvernement, en juillet 2003, des tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz et des terminaux méthaniers, puis, en décembre 2003, des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution.

Ces tarifs, ainsi que leurs conditions d'application, sont des éléments essentiels du bon fonctionnement du marché gazier. Ils devront s'appliquer, de façon transparente, non discriminatoire, et donc sans possibilité de négociation, à tous les utilisateurs des réseaux de transport, des réseaux de distribution et des terminaux méthaniers, qui sont des infrastructures essentielles.

Les tarifs proposés par la CRE doivent couvrir au plus près les charges qu'elle reconnaît, tout en assurant une juste rémunération des capitaux engagés. Ils doivent en même temps, par leur structure, faciliter le développement de la concurrence, respecter les contraintes de fonctionnement des infrastructures et adresser aux utilisateurs des signaux économiques pertinents.

Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport et des terminaux méthaniers proposés par la CRE ont été élaborés à partir d'hypothèses de structure et de niveau pour 2004, pour s'appliquer à partir du 1^{er} janvier de la même année. Ils ont reçu un avis favorable du Conseil de la concurrence le 30 janvier 2004 et le décret correspondant est, à fin juin, au Conseil d'Etat. Les trois gestionnaires de réseaux de transport ont décidé d'appliquer ces tarifs, de leur propre initiati-



Méthanier en construction aux Chantiers de l'Atlantique à Saint-Nazaire

ve, à compter du 1^{er} juillet 2004, car les tarifs provisoires actuels ne sont plus compatibles avec l'accès des tiers au stockage, rendu obligatoire à cette date.

De même, les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution, que la CRE a proposés en décembre 2003, ont été bâtis pour s'appliquer à compter du 1^{er} juillet 2004, date de l'ouverture du marché à tous les consommateurs professionnels. Ils sont indispensables à l'exercice effectif de leur éligibilité. Ils n'ont, toutefois, pas encore été transmis par l'administration au Conseil de la concurrence, et, c'est de leur propre initiative que les gestionnaires de réseaux de distribution vont les appliquer à compter du 1^{er} juillet 2004.

Ces délais excessifs sont d'autant plus regrettables qu'aucune opposition ne s'était manifestée à l'égard de ces projets de tarifs. De surcroît, la régulation des marchés nécessite une grande réactivité, dans un contexte qui évolue très rapidement. Ainsi, depuis juillet 2003, des évolutions fondamentales pour le fonctionnement du marché du gaz en France sont intervenues :

- adoption en septembre 2003 par le Forum de Madrid des "Règles pour une bonne pratique de l'accès des tiers au réseau" ;
- ouverture à la concurrence pour l'ensemble des consommateurs professionnels ;
- signature d'un protocole d'accord en vue du dénouement des participations conjointes de Gaz de France et TOTAL dans la Compagnie Française du Méthane et Gaz du Sud-Ouest.

Il est nécessaire que les utilisateurs des réseaux puissent tirer profit de ces évolutions favorables dans les meilleurs délais, ainsi que des gains de productivité réalisés par les opérateurs. La CRE a donc l'intention d'adresser au gouvernement, en 2004, dès que Gaz de France et TOTAL auront finalisé le dénouement de leurs participations conjointes, une nouvelle proposition de tarifs d'utilisation des réseaux de transport et des terminaux méthaniers, qui intégrera ces évolutions.

A. Les tarifs d'utilisation des réseaux de transport

Ces tarifs ont été élaborés selon une méthode dite *cost plus*, c'est-à-dire qu'ils ont été fixés de manière à couvrir les charges d'exploitation nécessaires au bon fonctionnement et à la maintenance des réseaux et installations, ainsi que les charges de capital (amortissement et rémunération des biens utilisés au titre de l'activité de transport). Ils sont fondés notamment sur les comptes dissociés des opérateurs pour l'année 2002, et sur des hypothèses d'évolution entre 2002 et 2004.

a. CHARGES D'EXPLOITATION

Les charges d'exploitation ont été déterminées à partir des comptes dissociés de l'année 2002, extrapolés jusqu'à l'année 2004. Le montant des charges s'entend net des recettes accessoires encaissées à divers titres par les gestionnaires de réseaux.

Les données ainsi retenues font actuellement l'objet de vérifications par la CRE dans le cadre des missions d'audit qu'elle a engagées en février 2004.

b. CHARGES DE CAPITAL

Les charges de capital, qui se composent des amortissements et de la rémunération des capitaux engagés, ont été calculées à partir d'une approche économique :

- la base d'actifs régulés servant d'assiette au calcul de la rémunération financière a été définie comme la valeur initiale de l'ensemble des actifs de transport, réévalués de l'inflation depuis la date de leur mise en service et amortis pour moitié selon une méthode linéaire, pour moitié selon une méthode progressive.

Cette méthode est celle qui a été utilisée par la Commission spéciale instituée par l'article 81 de la loi de finances rectificative du 28 décembre 2001, présidée par M. Daniel Hourri, chargée de fixer le prix de cession, par l'Etat, de ses réseaux de transport de gaz naturel.

Une fois arrêtée par la CRE, la valeur initiale de la base d'actifs régulés (BAR) doit évoluer ensuite en fonction du taux de

réévaluation annuel, des amortissements, des nouveaux actifs qui y entreront et des actifs amortis qui en sortiront ;

- les amortissements sont calculés de manière linéaire sur la durée de vie économique des actifs (50 ans pour les canalisations, 30 ans pour les constructions et les installations de compression, de détente et de comptage et 10 ans pour les autres installations techniques).

Le taux de rémunération des capitaux est fondé sur le coût moyen pondéré du capital, à structure financière normative.

La CRE a décidé de différencier les taux de rémunération selon qu'ils sont destinés à rémunérer les actifs existants ou de nouveaux investissements. Il s'agit d'inciter les opérateurs à réaliser non seulement les investissements nécessaires à l'entretien, au renouvellement et à l'extension du réseau de transport, mais aussi à effectuer des investissements permettant d'améliorer le fonctionnement du marché.

Pour les actifs existants, le taux de rémunération de ceux mis en service avant 2004 a été fixé à 7,75% réel avant impôt.

Pour les nouveaux investissements, le taux de rémunération des actifs mis en service après le 1^{er} janvier 2004 a été fixé à 9% réel avant impôt.

Pour certains investissements contribuant à la décongestion du réseau et à l'amélioration de la concurrence, le taux a été porté à 12% réel avant impôt, pendant une période limitée de 5 à 10 ans.

Ce mécanisme incitatif est comparable à ce qui est pratiqué au Royaume-Uni (à l'exception de l'Ecosse).

c. LA STRUCTURE DU TARIF D'UTILISATION DES RÉSEAUX DE TRANSPORT

Le système de tarification entrée-sortie a été recommandé par le Forum de Madrid de septembre 2003. Cette méthode de tarification répond le mieux aux objectifs de transparence et de non discrimination entre les opérateurs historiques et les nouveaux entrants. Elle favorise la réalisation de places de marchés qui facilitent les échanges de gaz entre les différents acteurs.

Contrairement à la tarification point à point, la tarification de type entrée-sortie supprime la notion de trajet contractuel entre les points d'entrée et les zones de sortie et permet donc de découpler les souscriptions de capacité à l'entrée et à la sortie du réseau de transport.

Après avoir proposé, entre 2000 et 2002, des tarifs point à point, les opérateurs français ont mis en place, le 1^{er} janvier 2003, de nouvelles tarifications provisoires de type entrée-sortie multi-zones, qu'ils ont publiées sur leurs sites internet. Dans ces tarifications, le réseau de transport français comprend huit zones d'équilibrage : cinq pour Gaz de France, deux pour la Compagnie Française du Méthane et une pour Gaz du Sud-Ouest.

L'existence de ces zones résulte du système gazier existant en France :

- la présence de trois opérateurs, percevant chacun un tarif pour couvrir ses charges ;
- les congestions* internes aux réseaux de Gaz de France et de la Compagnie Française du Méthane ;
- la qualité du gaz, dont le pouvoir calorifique est moins élevé dans la zone Nord B de Gaz de France.

Ces zones d'équilibrage sont réputées homogènes et sans congestion interne.

La proposition tarifaire de la CRE du 24 juillet 2003 a reconduit le principe de la structure entrée-sortie multi-zones, ainsi que les huit zones d'équilibrage existantes. Néanmoins, afin de réduire l'effet de distance induit par l'existence de ces zones, les tarifs unitaires des capacités de liaison, entre zones d'équilibrage, ont été baissés de 20%. Cette mesure a permis de réduire d'environ 15% le coût du tarif de transport entre le Nord et le Sud de la France.

La CRE a instauré un mécanisme garantissant l'accès aux points d'entrée et de liaison du réseau national de transport pour les nouveaux entrants qui alimentent des consommateurs en France (capacités "restituables").

Cette proposition tarifaire a introduit des souplesses de fonctionnement supplémentaires :

- possibilité de souscriptions de capacités sur le réseau de transport mensuelles, annuelles ou pluriannuelles ;

- création par chaque opérateur de transport d'un point d'échange* de gaz dans chacune des zones d'équilibrage.

Chaque expéditeur reste soumis à une obligation d'équilibrage sur une base journalière et mensuelle et sur chacune des zones d'équilibrage où il a réservé des capacités. Cependant, pour réduire les contraintes dues à l'existence de plusieurs zones d'équilibrage, chaque transporteur doit permettre la compensation des écarts entre les zones d'équilibrage de son réseau et, dans la mesure du possible, avec les zones de l'opérateur adjacent.

Cette nouvelle proposition de tarification de l'utilisation des réseaux de transport de gaz, a été conçue pour être applicable, à compter du 1^{er} janvier 2004, pour une durée de douze à dix-huit mois.

B. Les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution

Pour les consommateurs professionnels éligibles au 1^{er} juillet 2004, la tarification de l'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel est un élément particulièrement important. Environ 11 millions de consommateurs sont raccordés aux réseaux de distribution, dont 530 000 sont éligibles à compter du 1^{er} juillet 2004.

Ces clients sont alimentés par vingt-trois gestionnaires de réseaux de distribution, de tailles très différentes. Gaz de France approvisionne plus de 96% du marché, Gaz de Bordeaux et Gaz de Strasbourg fournissent chacun environ 1,5% du marché. Les vingt ELD restantes se partagent moins de 1% du marché.

La CRE a proposé au gouvernement, le 24 décembre 2003, des tarifs d'utilisation des réseaux de distribution de gaz naturel, applicables à partir du 1^{er} juillet 2004. Comme pour le transport, ces tarifs ont été élaborés selon une méthode *cost plus*.

La méthode de calcul des charges à recouvrer par les tarifs est la même pour tous les GRD, mais les niveaux tarifaires obtenus sont différents. En effet, les entreprises locales de distribution présentent des tarifs unitaires significativement plus élevés que celui de Gaz de France. A ce stade, ce constat révèle simplement que la structure de coût de chaque opérateur est spécifique et que Gaz de France, en tant que gestionnaire de réseau de distribution, bénéficie

La méthode de calcul des charges à recouvrer par les tarifs est la même pour tous les GRD, mais les niveaux tarifaires obtenus sont différents

probablement d'économies d'échelle qui sont inaccessibles aux distributeurs locaux. Les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution proposés par la CRE ont vocation à s'appliquer pour une durée de douze à dix-huit mois. A l'issue de cette période, la CRE proposera de nouveaux tarifs, qui intégreront un objectif d'amélioration de la productivité des opérateurs et tiendront compte des résultats des audits que mène la CRE pour préciser le niveau des charges. Bien entendu, les contraintes de sécurité et de modernisation des réseaux continueront à être prises en considération lors de l'établissement de ces tarifs.

a. CHARGES D'EXPLOITATION

Les charges d'exploitation couvertes par les tarifs proposés ont été déterminées à partir de l'ensemble des coûts des réseaux de distribution. Pour fixer le niveau de ces charges, la CRE s'est fondée sur les données issues des comptes des opérateurs pour l'exercice 2002, en particulier des comptes dissociés ainsi que sur des hypothèses d'évolution des dépenses pour les années 2003 et 2004.

Pour l'affectation de certains postes de charges, la CRE a fixé les règles suivantes :

- les frais de gestion de clientèle peuvent être imputés à l'activité du GRD, à hauteur de 50% maximum, le reste devant être affecté à l'activité de commercialisation du gaz naturel ;
- les frais commerciaux ne peuvent être affectés au GRD que pour leur part correspondant à l'activité d'ingénierie de raccordement et de développement des réseaux ;
- les frais de publicité, à l'exception de ceux de communication, relatifs à la sécurité des réseaux, doivent être affectés, en totalité, à l'activité de commercialisation.

L'ensemble de ces charges fera l'objet d'un audit approfondi.

b. CHARGES DE CAPITAL

Les charges de capital ont été calculées à partir d'une approche économique, qui présente quelques différences avec celle retenue pour le transport :

- la base d'actifs régulés a été définie comme la valeur initiale des actifs de distribution, réévalués depuis leur date de mise en service et amortis linéairement sur une durée de cinquante ans ;
- les amortissements futurs ont toutefois été calculés sur une durée de vie estimée de quarante-cinq ans, afin de tenir compte du retour d'expérience limité sur la durée de vie réelle des canalisations actuelles en polyéthylène ;
- le taux de rémunération proposé est le même pour tous les actifs de distribution : 7,75 % réel avant impôt.

c. LA STRUCTURE DU TARIF D'UTILISATION DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION

En application directe de la directive du 22 juin 1998, Gaz de France a mis en place, le 10 août 2000, un tarif d'utilisation de ses réseaux de distribution dont il est le concessionnaire. Ce tarif, qui comprend un terme fixe annuel élevé et des termes directement proportionnels à la distance entre le point de consommation et le réseau de transport, ne peut être utilisé, dans des conditions économiques acceptables, que pour alimenter des sites ayant une très forte consommation de gaz et situés à proximité immédiate d'un réseau de transport. Il n'est pas adapté à l'ouverture du marché à l'ensemble des consommateurs professionnels. La CRE a donc proposé de ne pas conserver la structure tarifaire initialement mise en place par Gaz de France.

Pour favoriser l'ouverture à la concurrence du marché du gaz en France, les tarifs d'utilisation des réseaux de distribution doivent être aussi simples et lisibles que possible. La CRE a donc retenu des principes généraux et des dispositions particulières.

Des principes généraux :

- une structure tarifaire commune pour tous les gestionnaires de réseau de distribution : le tarif est composé de quatre options tarifaires principales et d'une option dite de proximité. Chaque option tarifaire dépend des caractéristiques de consommation du client final. Elle comprend un abonnement annuel, un terme proportionnel à la quantité consommée et, le cas échéant, un terme proportionnel à la capacité journalière* souscrite ;
- une péréquation géographique pour chaque gestionnaire de réseau de distribution : la gamme tarifaire applicable pour l'utilisation des réseaux de distribution est identique pour tous les consommateurs reliés aux réseaux de distribution d'un même gestionnaire ;
- des règles simples d'allocation des coûts et de segmentation de la clientèle : chaque option tarifaire correspond à un segment de clientèle identifié. Afin d'éviter toute subvention croisée entre les différents segments de clientèle, notamment au profit des clients éligibles, le niveau de chaque option est défini de façon à ce que la recette obtenue corresponde aux coûts qui sont affectés au segment de clientèle concerné.

Des dispositions particulières :

- un tarif de proximité : les tarifs prévoient une option tarifaire spéciale, dite tarif de proximité. Cette option tarifaire est réservée aux clients qui sont déjà alimentés par les réseaux de distribution, mais qui ont la possibilité réglementaire de se raccorder directement à un réseau de transport. Elle comprend un abonnement annuel, un terme proportionnel à la capacité journalière souscrite et un terme proportionnel à la distance entre le point de livraison* et le réseau de transport le plus proche ;
- le cas particulier des GRD de rang 2 : un GRD est dit de rang 2 s'il est alimenté par

l'intermédiaire du réseau d'un autre GRD. Pour livrer un consommateur raccordé au réseau de ce GRD de rang 2, un fournisseur doit payer le tarif d'utilisation du premier réseau de distribution, puis celui du GRD de rang 2. Afin d'éviter que l'addition de ces tarifs conduise à un prix final du gaz excessif et mette en cause la viabilité économique des GRD de rang 2, la CRE a proposé une option tarifaire spéciale pour les points de livraison alimentant un GRD de rang 2. Le tarif d'utilisation des réseaux de distribution de Gaz de Strasbourg prévoit ainsi une option tarifaire spéciale pour l'alimentation du GRD de rang 2 Gaz de Barr ;

- le cas particulier des entreprises locales de distribution n'ayant pas présenté de comptes dissociés : à l'usage de ces entreprises, la CRE a proposé un tarif commun qui correspond à la moyenne des niveaux tarifaires des trois entreprises locales de distribution dont les quantités de gaz distribuées sont les moins élevées.

C. Le tarif d'utilisation des terminaux méthaniens

Les terminaux méthaniens assurent plus d'un quart des approvisionnements du marché français de Gaz de France. En 2003, 83 TWh de gaz naturel liquéfié (99 cargaisons de GNL) ont été réceptionnées à Montoir-de-Bretagne, près de Saint-Nazaire, et 54 TWh (182 cargaisons) à Fos-sur-Mer.

Les terminaux de Fos-sur-Mer et Montoir-de-Bretagne sont les seuls points d'entrée à l'ouest et au sud du réseau français. Ils sont indispensables à l'alimentation en gaz naturel de ces régions.

a. LE NIVEAU DU TARIF D'UTILISATION DES TERMINAUX MÉTHANIENS

Comme pour le transport et la distribution, le niveau du tarif pour l'utilisation des terminaux méthaniens résulte d'une approche *cost plus* qui couvre les charges d'exploitation et rémunère les capitaux engagés.

La base d'actifs régulés a été évaluée selon une méthode similaire à celle utilisée par la Commission Hourri.

Les amortissements sont calculés sur des durées de vie économique de 40 ans, à l'exception des installations auxiliaires et du dispositif de déchargement, dont la durée de vie est estimée à 20 ans.

La CRE a fixé le taux de rémunération à 9,75% pour les actifs mis en service avant 2004. Ce taux est supérieur de 2 points à celui retenu pour les actifs de transport, en raison de la nature particulière de ces infrastructures. Il a été fixé à 11% pour les actifs mis en service à partir de 2004 sur les terminaux méthaniens de Fos I et Montoir.

b. LA STRUCTURE DU TARIF D'UTILISATION DES TERMINAUX MÉTHANIENS

La tarification de l'utilisation des terminaux méthaniens mise en place par Gaz de France pour l'année 2003 n'est compétitive que pour les expéditeurs pouvant affréter de nombreuses cargaisons. Les cargaisons *spot*, qui ne peuvent être rapidement émises sur le réseau, faute d'une clientèle suffisante en aval pour les absorber en peu de temps, doivent donc payer des coûts de stockage très élevés.

La CRE a proposé le 24 juillet 2003 au gouvernement une nouvelle tarification de l'utilisation des terminaux méthaniens, qui présente les caractéristiques suivantes :

A compter du 1^{er} janvier 2005 et pour une durée de trois ans, Gaz de France mettra à disposition 15 TWh par an, ce qui représente environ 15 % des quantités de gaz vendues aux clients éligibles dans le Sud de la France

- baisse du terme fixe par cargaison déchargée, favorable aux cargaisons de petite taille, arrivant pour la plupart à Fos-sur-Mer ;
- instauration d'une franchise gratuite de 5 jours de stockage de GNL* ;
- forte baisse du coût de stockage de GNL au-delà de 5 jours.

La baisse moyenne du tarif proposé par la CRE est, en euros courants, d'environ 2 % pour une cargaison regazéifiée en moins de 5 jours et d'environ 30 % pour une cargaison regazéifiée en trois mois.

Il faut noter que les cargaisons *spot* ne pourront être déchargées efficacement que lorsque les réservations de capacités en aval, sur le réseau de transport, pourront se faire mensuellement.

3 > Le dénouement des participations conjointes de Gaz de France et TOTAL dans la Compagnie Française du Méthane et Gaz du Sud-Ouest

La CRE a demandé, au début de l'année 2003, le dénouement des participations conjointes de Gaz de France et TOTAL dans la Compagnie Française du Méthane et Gaz du Sud-Ouest. Elle a donc accueilli favorablement la signature, en novembre 2003, par Gaz de France et TOTAL, d'un protocole d'accord qui prévoit que TOTAL deviendra le seul actionnaire de Gaz du Sud-Ouest et que Gaz de France deviendra le seul actionnaire de la Compagnie Française du Méthane.

Ce protocole prévoit, en outre, une rationalisation de la propriété des infrastructures de transport dans le Sud-Ouest de la

France, une prise de participation de TOTAL dans le futur terminal méthanier de Fos 2, un partage du portefeuille de négoce de la Compagnie Française du Méthane et la conclusion de contrats à long terme d'accès aux infrastructures.

Les accords découlant de ce protocole seront soumis à l'approbation des autorités concernées. La CRE s'assurera de leur caractère non discriminatoire.

4 > La mise à disposition temporaire de gaz (*gas release*) dans le Sud de la France

Devant l'absence de concurrence dans le Sud de la France, les opérateurs Gaz de France et TOTAL se sont engagés devant la CRE et, pour Gaz de France, devant la Commission européenne, à mettre en œuvre un programme de mise à disposition temporaire de gaz (*gas release*).

A compter du 1^{er} janvier 2005 et pour une durée de trois ans, Gaz de France mettra à disposition 15 TWh par an, dont au moins 6 TWh par an par appel d'offres, ce qui repré-

sente environ 15 % des quantités de gaz vendues dans cette zone aux clients éligibles. TOTAL mettra à disposition, par appel d'offres, 1,1 TWh par an dans la zone GSO.

La CRE veillera à ce que les conditions de ces appels d'offres soient transparentes et non discriminatoires. Ces mises à disposition temporaires de gaz devraient permettre le développement progressif de la concurrence dans le Sud de la France, en attendant la création de nouveaux points d'entrée de gaz concurrentiel dans cette zone : terminal de Fos II et interconnexions avec l'Espagne.

5 > Les principes de dissociation comptable

L'article 8 de la loi du 3 janvier 2003 impose aux opérateurs la tenue de comptes séparés pour chacune de leurs activités de transport, de distribution, de stockage, d'exploitation des installations de GNL et de l'ensemble des autres activités.



Gazoduc en construction

Attentive au respect d'une plus grande transparence, d'une non discrimination vis-à-vis des nouveaux entrants sur le marché et d'une simplicité accrue pour les utilisateurs, la CRE a poursuivi en 2003 ses actions d'amélioration des mécanismes contractuels relatifs à l'utilisation des réseaux

A. L'approbation des principes

La CRE a approuvé par sa délibération du 23 octobre 2003, après avis du Conseil de la concurrence rendu le 5 septembre 2003, les principes de séparation comptable (*unbundling*) proposés par les opérateurs gaziers. Elle a toutefois demandé que :

- l'affermage par Gaz de France au profit de CFM d'une partie de son réseau de transport ainsi que les charges et produits relatifs à la convention de mise à disposition de moyens par Gaz de France pour l'exploitation par CFM figurent dans le périmètre autres activités de Gaz de France et non, comme le proposait l'opérateur, dans le périmètre Transport ;
- CFM constitue un périmètre stockage dans ses comptes dissociés, dans lequel devront figurer les données relatives aux installations de stockage du site de Chémery, qui appartiennent à Gaz de France mais sont utilisées par CFM dans le cadre d'un contrat d'affermage et de prestations de services ;
- Gaz de France affecte le résultat de ces mêmes installations au périmètre autres activités.

B. La portée des obligations comptables

La possibilité a été laissée aux distributeurs, dont le réseau achemine une quantité d'énergie comprise entre 250 GWh et 750 GWh par an, de tenir des comptes dissociés à partir de l'arrêté de clôture des comptes sociaux, et non au jour le jour.

Pour les distributeurs dont le réseau de distribution achemine une quantité d'énergie inférieure à 250 GWh par an et qui n'ont pas été en mesure de produire des comptes dissociés, la CRE a proposé d'appliquer un tarif commun égal à la moyenne des niveaux tarifaires des trois entreprises locales de distribution dont les quantités de gaz distribuées sont les moins élevées.

C. Les prochaines étapes

a. L'ENTRÉE EN VIGUEUR DE LA DIRECTIVE DU 26 JUIN 2003

La directive du 26 juin 2003 impose, dès le 1^{er} juillet 2004, la tenue de comptes séparés pour les activités de fourniture aux clients éligibles et les activités de fourniture aux clients non éligibles. Cette nouvelle obligation s'applique aux comptes dissociés 2004.

Elle impose, également, à compter du 1^{er} juillet 2004, la séparation juridique de l'activité de transport. Cette entité pourra aussi comprendre les activités liées à la gestion d'installations de GNL et de stockage de gaz naturel. Cette séparation juridique devra s'opérer sur la base des comptes séparés établis par les opérateurs. La CRE veillera à ce que le bilan d'ouverture des sociétés constituées à l'occasion de la filialisation des activités de transport respecte le principe d'absence de subventions croisées* entre activités concurrentielles et activités régulées.

b. LE DÉNOUEMENT DES PARTICIPATIONS CONJOINTES DE GAZ DE FRANCE ET TOTAL

Les accords à venir entraîneront des modifications dans les périmètres comptables des activités de Gaz de France et de Gaz du Sud-Ouest et feront l'objet, le cas échéant, d'une nouvelle délibération de la CRE en ce qui concerne la dissociation comptable.

c. L'AUDIT DES COMPTES DISSOCIÉS

La CRE procède, depuis février 2004, à une vérification de la bonne application, par Gaz de France, des principes de séparation comptable qu'elle a approuvés le 23 octobre 2003.

Un audit similaire des comptes de Gaz du Sud-Ouest sera mené par la suite.

6 > Les clauses contractuelles

Attentive au respect d'une plus grande transparence, d'une non discrimination vis-à-vis des nouveaux entrants sur le marché et d'une simplicité accrue pour les utilisateurs, la CRE a poursuivi en 2003 ses actions d'amélioration des mécanismes contractuels relatifs à l'utilisation des réseaux de transport et de distribution.

Ces travaux ont concerné en particulier les contrats d'accès aux infrastructures gazières :

- les contrats d'acheminement et de raccordement sur les réseaux de transport ;
- les contrats d'acheminement et de conditions de livraison* sur les réseaux de distribution ;
- les contrats d'accès aux terminaux méthaniers.

Pour le transport, des contrats types étaient déjà en place. Ils ont été ajustés aux nouvelles conditions du marché, telles que l'apparition de points d'échange de gaz, et aux nouvelles règles tarifaires.

Pour tenir compte du retour d'expérience et des demandes des expéditeurs et des clients, des réflexions ont été poursuivies sur les sujets suivants :

- les plafonds de responsabilité des parties à raison des dommages matériels ou

immatériels directs subis. Une première évolution a été apportée par le GRT Gaz de France à ses conditions générales pour mieux prendre en compte la proportionnalité du risque à la taille du client. Des travaux complémentaires restent nécessaires ;

- la force majeure : un accord entre les parties n'a pas pu être trouvé à ce jour sur les effets de la force majeure et les travaux se poursuivent. La CRE pourrait être amenée à arbitrer sur ce point ;
- les conditions de livraison et, notamment, un service de garantie de pression*.

Un groupe de travail sur les contrats, réunissant les clients industriels acheteurs de gaz, les opérateurs de transport de gaz et les fournisseurs de gaz sur le marché français, a été créé en fin d'année 2003.

Pour la distribution, des contrats types ont été élaborés pour les clients devenus éligibles avec l'abaissement des seuils. Ils ont été adaptés au début de 2004 pour traduire les recommandations du GTG 2004, confirmées par la délibération de la commission du 24 décembre 2003. En particulier, un mandat donné par le gestionnaire de réseau au fournisseur permettra aux plus petits clients de ne signer un contrat qu'avec leur fournisseur, tout en bénéficiant

des prestations garanties par le gestionnaire de réseau en matière de qualité du gaz, de continuité de service et de sécurité.

Le GRD Gaz de France a, par ailleurs, publié à la demande de la CRE, un catalogue des prestations complémentaires à celles contenues dans les contrats types, avec les tarifs correspondant.

Les travaux se poursuivront en 2004, pour prendre en compte, en particulier, les évolutions du marché et assurer la cohérence entre le transport et la distribution.

La CRE s'est fait communiquer les contrats et protocoles. Elle a ainsi pu vérifier leur conformité aux contrats types.

7 > Les tarifs de vente aux clients non éligibles

Conformément aux dispositions de l'article 7 de la loi du 3 janvier 2003, la CRE a été consultée sur les tarifs de vente de gaz aux clients non éligibles. Elle a rendu cinq avis sur des mouvements concernant les tarifs à souscription* et un sur des mouvements concernant les tarifs relevant de la distribution publique depuis juillet 2003.

Rappels sur les tarifs de vente aux clients non éligibles

Les tarifs de vente de gaz aux clients non éligibles sont des tarifs réglementés qui comprennent la fourniture de gaz, le coût d'utilisation du réseau de transport et, le cas échéant, du réseau de distribution, le coût du service de modulation et les frais de commercialisation.

Ces tarifs s'appliquent aux clients non éligibles ainsi qu'aux clients éligibles qui n'ont pas fait jouer leur éligibilité.

a. Les tarifs à souscription

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

Ils concernent environ 4 400 clients, industriels ou distributions publiques, pour près de 175 TWh, soit environ 35% de la consommation nationale. Ces clients sont tous éligibles à compter du 1^{er} juillet 2004, dans le cadre de l'ouverture totale du marché professionnel.

b. Les tarifs en distribution publique

Les tarifs de vente de gaz relevant de la distribution publique concernent l'ensemble des clients raccordés à un réseau de distribution, consommant moins de 4 GWh par an, soit environ 11 millions de clients, dont plus de 500 000 clients sont éligibles à partir du 1^{er} juillet 2004.

Pour Gaz de France, la grille tarifaire comprend les tarifs Base, B0, B1, B2I, B2S et TEL (par ordre croissant de consommation), complétés par diverses options et variantes correspondant à des situations particulières. Il y a, en outre, de nombreux tarifs en extinction. Au total, il existe aujourd'hui environ une vingtaine de tarifs.

La formule d'évolution des tarifs

Les tarifs à souscription évoluent trimestriellement, selon une formule dite "3-1-3" ⁽¹⁾, tandis que les tarifs relevant de la distribution publique évoluent semestriellement, selon une formule dite "6-0-6" ⁽²⁾. Outre la période d'application, la seule différence entre les deux formules porte uniquement sur la présence ou non d'un mois de décalage.

Les formules d'évolution des tarifs dépendent de deux éléments principaux :

- la variation des coûts d'approvisionnement de Gaz de France, dans le cadre de ses contrats de long terme, reflétée par la variation des prix du fioul lourd, du fioul domestique et de la parité dollar/euro ;
- un terme représentatif des charges internes à Gaz de France, hors coût d'approvisionnement en gaz.

La formule d'évolution des tarifs en distribution publique comprend également un terme reflétant les dépenses de Gaz de France pour les opérations de qualité et de sécurité des installations intérieures.

Dans son avis du 20 mars 2003 sur le mouvement des tarifs à souscription au 1^{er} avril 2003, la CRE a souligné que la formule d'évolution des tarifs nécessitait d'être aménagée, dans la mesure où une proportion croissante des importations de Gaz de France se fait hors du cadre des contrats de long terme.

(1) La formule 3-1-3 est calculée sur les mois N-4, N-3 et N-2 pour s'appliquer les mois N, N+1 et N+2

(2) La formule 6-0-6 est calculée sur les mois de N-6 à N-1 pour s'appliquer les mois de N à N+5.

A. Les imperfections des tarifs sont susceptibles de compromettre la concurrence

Les tarifs réglementés constituent la référence par rapport à laquelle se fait le choix, pour les consommateurs, d'exercer ou non leur éligibilité, par comparaison avec les offres commerciales qui intègrent le coût d'accès aux réseaux et la fourniture. C'est pourquoi la CRE a toujours rappelé que leur structure et leur niveau devaient être représentatifs des coûts.

a. DES TARIFS PÉRÉQUÉS ALORS QUE LES COÛTS NE LE SONT PAS

La structure actuelle des tarifs réglementés ne reflète pas celle qui ressort des coûts, notamment de l'application des tarifs d'utilisation des réseaux de transport. En effet, les premiers font l'objet d'une péréquation géographique nationale sur le réseau principal, contrairement aux seconds.

Il en résulte que ces tarifs réglementés sont trop élevés pour certains clients et trop bas pour d'autres. Les clients pour lesquels le marché peut offrir de meilleures conditions, qui sont ceux qui génèrent les coûts de transport les plus faibles, ont tendance à quitter les tarifs réglementés, alors que les clients, qui engendrent souvent des coûts supérieurs à la moyenne, conservent les tarifs à souscription. Pour continuer à refléter les coûts, les tarifs à souscription devraient ainsi être mis à niveau au fur et à mesure de la progression de l'ouverture du marché du gaz.

b. LA REVALORISATION DU COÛT DE LA MODULATION* DANS LES TARIFS À SOUSCRIPTION

Les tarifs à souscription contiennent une composante liée à la modulation, qui correspond au coût lié à l'utilisation de services de stockage.

Afin d'éviter toute discrimination, il est nécessaire qu'il n'y ait pas de disparité entre la composante de modulation dans les tarifs à souscription et le prix du service de modulation* offert aux fournisseurs présents sur le marché français.

Ainsi, un mouvement progressif sur la structure des tarifs, et plus particulièrement sur l'écart entre les prix proportionnels d'hiver et d'été, a été recommandé par la CRE lors de son avis du 20 mars 2003. Cette préconisation a été suivie d'effet puisqu'un tel ajustement a été réalisé dans les mouvements du 1^{er} juillet 2003 et du 1^{er} avril 2004.

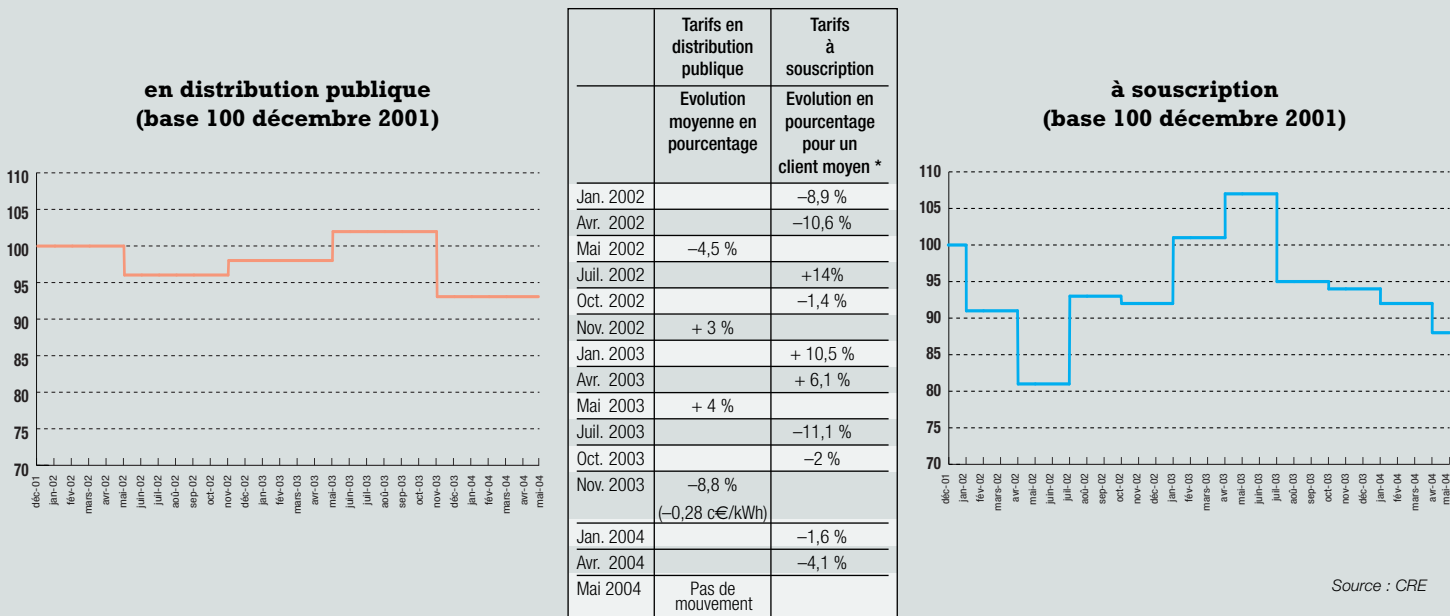
B. Clarifier les modalités d'évolution à compter du 1^{er} juillet 2004

L'article 4 de la loi du 3 janvier 2003 prévoit que "lorsqu'un client éligible n'exerce pas, pour un site, le droit de se fournir auprès d'un fournisseur de son choix (...) ses clauses tarifaires se voient, le cas échéant, appliquer les mêmes évolutions que celles applicables aux tarifs de vente de gaz aux clients non éligibles."

Dans plusieurs de ses avis, la CRE a rappelé que cette disposition engendrera des difficultés à partir du 1^{er} juillet 2004. En effet, les modalités d'évolution des tarifs domes-

La CRE a toujours rappelé que la structure et le niveau des tarifs réglementés devaient être représentatifs des coûts

Figure 8 > Evolution des tarifs de vente de gaz naturel de Gaz de France



* consommation annuelle de 80 GWh

Source : CRE

tiques ne sont pas adaptées aux clients des tarifs à souscription. Ces tarifs ne varient qu'une fois par semestre, alors que les industriels ont besoin de réactivité (cf. figure 8, p.32). La formule d'indexation intègre un terme qui reflète les dépenses de Gaz de France pour les opérations relatives à la qualité et la sécurité des installations intérieures.

En outre, toute possibilité de faire évoluer la structure ou le niveau des tarifs à souscription risque de disparaître, alors que d'autres ajustements de la structure pourraient être nécessaires par la suite selon l'évolution des conditions de marché, même si tous les mouvements en structure nécessaires ont été faits avant le 1^{er} juillet 2004.

Ainsi, la CRE a, à plusieurs reprises, souligné la nécessité que les pouvoirs publics précisent les modalités d'évolution des tarifs à souscription après le 1^{er} juillet 2004, date à laquelle tous les clients des tarifs à souscription seront éligibles.

8 > Les travaux dans le cadre européen

La régulation en France s'inscrit bien sûr dans un contexte européen, et spécialement dans le cadre du Conseil des régulateurs européens de l'énergie (CEER* ou Council of European Energy Regulators) et du Groupe des Régulateurs Européens du Gaz et de l'Electricité (ERGEG* ou European Regulators Group for Electricity and Gas).

A. L'activité du CEER dans le gaz en 2003

Les travaux européens, en 2003, ont porté principalement sur :

- les "Règles pour une bonne pratique de l'accès des tiers au réseau", et le suivi de leur application ;

- la mise en place des tarifs entrée-sortie en Europe ;
- les conditions d'équilibrage ;
- le développement des places de marché de gaz en Europe ;
- l'accès des tiers au stockage.

a LES "RÈGLES POUR UNE BONNE PRATIQUE DE L'ACCÈS DES TIERS AU RÉSEAU"

Les parties prenantes (Commission européenne, Etats membres, régulateurs, transporteurs, utilisateurs des réseaux...) se sont mises d'accord sur les "bonnes pratiques" en matière d'accès aux réseaux de transport. Ces préconisations concernent la forme des tarifs d'accès au réseau de transport, la mise en place des services d'accès des tiers (durée des réservations, offre de capacités fermes ou interruptibles), les mesures destinées à lever les congestions et à éviter les sur-réservations de capacités, la transparence des capacités disponibles et, enfin, la mise en place des conditions d'équilibrage.

Le CEER a participé à ce processus, en faisant des propositions concernant en particulier la transparence des capacités disponibles, le système tarifaire et le recours à des mécanismes d'équilibrage qui évitent de fermer le marché aux nouveaux entrants.

Bien que ce texte ne revête aucun caractère contraignant, les transporteurs de gaz ont accepté le principe de sa mise en œuvre.

b LES CARACTÉRISTIQUES DES TARIFS ENTRÉE-SORTIE

Le CEER a été chargé d'établir les caractéristiques des tarifs entrée-sortie et de proposer une feuille de route pour la mise en

place en Europe de tels tarifs. Ce document, adopté lors du dernier Forum de Madrid, conclut à la faisabilité de ce type de tarifs dans tous les pays européens, à la condition de les adapter aux situations nationales et aux caractéristiques propres des réseaux (existence de congestions physiques ou de plusieurs transporteurs).

c LES CONDITIONS D'ÉQUILIBRAGE

Le CEER a présenté un rapport sur l'équilibrage qui rappelle l'importance pour la sécurité des réseaux de soumettre les expéditeurs à un certain nombre d'obligations tout en laissant au transporteur la responsabilité de réaliser *in fine* l'équilibrage global sur son réseau. Le document souligne cependant que les règles d'équilibrage, lorsqu'elles sont trop strictes et assorties de pénalités élevées en cas de déséquilibre, constituent une barrière à l'entrée pour les nouveaux fournisseurs.

d LE DÉVELOPPEMENT DES PLACES DE MARCHÉ DE GAZ EN EUROPE

Dans le cadre du CEER, la CRE a été chargée d'un rapport sur le développement des *hubs* en Europe. Ce document caractérise les différentes places de marché de gaz existantes en Europe, détaille leur fonctionnement et définit les conditions nécessaires à leur création et à leur développement. Il montre, en particulier, l'importance des tarifs entrée-sortie, qui facilitent les échanges de gaz et concourent à la création d'un véritable marché. Le document signale aussi l'intérêt de créer un opérateur de *hub* indépendant des participants pour en faciliter le fonctionnement.

e L'ACCÈS DES TIERS AUX STOCKAGES

Le CEER a produit deux documents. Le premier concerne les différents types de stockages, leurs modes d'utilisation, et leur rôle sur le marché libéralisé. Le deuxième s'intéresse aux critères de choix entre accès régulé et accès négocié aux stockages. L'accès négocié peut être retenu si l'activité de stockage est effectivement en concurrence. Partout où le stockage est en situation de monopole, l'accès régulé s'impose.

B. La poursuite des travaux en 2004

Les travaux concernant le gaz en 2004 vont se poursuivre au sein du CEER et de l'ERGEG.

a LES TRAVAUX DANS LE CADRE DU CEER

Les régulateurs ont été chargés d'élaborer un rapport sur l'application par les transporteurs des règles d'accès aux réseaux acceptées au Forum de Madrid. Ce rapport sera fondé sur un questionnaire envoyé aux opérateurs de transport.

La Commission européenne ayant décidé de proposer au Conseil et au Parlement européens un règlement portant sur l'accès au réseau de transport et directement inspiré du document sur les "bonnes pratiques" adopté à Madrid, les régulateurs participent aux discussions qui entourent l'élaboration de ce texte.

Le CEER a chargé la CRE d'élaborer un rapport sur les investissements à réaliser dans les infrastructures gazières en Europe, tant pour permettre les importations que pour favoriser l'émergence de marchés gaziers régionaux. Ce rapport devra identifier les règles applicables à ces investissements dans les différents pays membres ainsi que les exemptions qui peuvent leur être accordées ou les taux incitatifs de rémunération des actifs qui peuvent leur être attribués.

Enfin, le CEER va poursuivre les réflexions en matière de règles d'équilibrage, en s'appuyant sur une comparaison des différentes pratiques parmi les transporteurs européens.

b LES TRAVAUX DANS LE CADRE DE L'ERGEG

Dans le cadre du Groupe des Régulateurs Européens du Gaz et de l'Electricité (ERGEG), la CRE a été chargée, avec son homologue italien, de réaliser un document sur les bonnes pratiques concernant l'accès aux stockages, semblable à celui qui a été réalisé pour l'accès aux réseaux de transport.

Par ailleurs, la CRE participe à l'élaboration d'un document détaillant la mise en place de tarifs entrée-sortie en Europe et d'un document sur les règles régissant les transits de gaz.



Poste de livraison* d'un gros consommateur industriel

2 Les chantiers pour l'année à venir

1 > Une nouvelle proposition de tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz en 2004

La CRE proposera au gouvernement en 2004, dès que TOTAL et Gaz de France auront dénoué leurs participations conjointes, de nouveaux tarifs d'utilisation des réseaux de transport, qui prendront en compte les principales évolutions suivantes :

- réduction du nombre de zones d'équilibrage de huit à cinq, à la suite notamment des accords TOTAL – Gaz de France, qui se traduiront par l'intégration de CFM Transport dans Gaz de France, et de la fusion des zones d'équilibrage Nord H et Nord B de Gaz de France ;
- possibilité de réservation quotidienne de capacités et création de marchés secondaires de capacités dès le 1^{er} janvier 2005.

2 > Un accès des tiers aux stockages, transparent et non discriminatoire, doit être mis en place au 1^{er} juillet 2004

La seconde directive gaz du 26 juin 2003 laisse la liberté aux Etats membres de choisir entre un accès régulé ou négocié des tiers aux stockages. Dans les deux cas, l'accès des tiers aux stockages doit être transparent, non discriminatoire et ne pas entraver le développement de la concurrence. La CRE considère, qu'en France, l'accès des tiers aux stockages devrait être régulé plutôt que négocié, compte tenu du rôle essentiel des stockages pour alimenter les consommateurs en période hivernale et de la situation de monopole de fait dans le stockage des opérateurs historiques.

Si cette directive n'est pas transposée au 1^{er} juillet 2004, les opérateurs français d'installations de stockage seront conduits à mettre en place, de leur propre initiative, un

tarif d'accès des tiers aux stockages. La CRE veillera à ce que les conditions prévues par la seconde directive soient respectées.

3 > Le suivi de la mise en œuvre du programme de *gas release*

La CRE suivra la mise en place du programme de *gas release* dans le Sud de la France et s'assurera du respect des engagements pris par Gaz de France et TOTAL. Selon le calendrier prévu, le cahier des charges des appels d'offres sera connu fin juin 2004 et les premiers appels d'offres interviendront fin septembre 2004 pour des livraisons de gaz démarrant en janvier 2005.

4 > Tarification du terminal méthanier de Fos 2

Les travaux concernant la tarification du terminal méthanier de Fos 2 sont engagés même si aucun calendrier n'est, à ce jour, fixé.

5 > Développement de places de marché en France

La CRE favorisera le développement de places de marché sur les points d'échange de gaz, car le développement d'un marché de gros dynamique est indispensable au bon fonctionnement de la concurrence sur le marché de détail. Elle soutiendra toute initiative visant à doter les points d'échange de gaz de toutes les fonctionnalités de véritables *hubs* gaziers.

6 > Retour d'expérience sur les règles de marché

Les principales règles de fonctionnement du marché gazier, à partir du 1^{er} juillet 2004, ont été définies, depuis l'été 2003, dans le cadre d'un groupe de travail "GTG 2004" regroupant toutes les parties concernées. La CRE veillera à ce que soit organisé un processus continu de retour d'expérience permettant d'améliorer et d'adapter, si nécessaire, ces règles de fonctionnement.

La CRE considère, qu'en France, l'accès des tiers aux stockages devrait être régulé plutôt que négocié

I Les marchés de l'électricité et les acteurs	37
1. Les marchés européens de l'électricité	37
2. Le marché français de l'électricité	40
3. La surveillance du marché de l'électricité	49
II La régulation du marché français de l'électricité	53
1. L'accès aux réseaux publics	53
2. Les échanges transfrontaliers	60
3. Les principes de dissociation comptable	70
III Le service public de l'électricité dans le marché régulé	72
1. Le contenu du service public	72
2. Les charges du service public	75
3. Le financement du service public de la production d'électricité	78
4. Tarifs de vente de l'électricité	80

I Les marchés de l'électricité et les acteurs

1 Les marchés européens de l'électricité

Le 1^{er} juillet 2004, 3,5 millions de sites deviennent éligibles en France, ce qui représente 68% du marché de l'électricité, soit 295 TWh

1 > Les marchés s'ouvrent à tous les professionnels

La directive du 26 juin 2003 a fixé l'ouverture des marchés de l'électricité des États membres à tous les professionnels au 1^{er} juillet 2004 et à tous les clients domestiques au 1^{er} juillet 2007. Le 1^{er} juillet 2004, 3,5 millions de sites deviennent éligibles en France, ce qui représente 68% du marché de l'électricité, soit 295 TWh ; la France se situe ainsi au 3^e rang des marchés de l'électricité ouverts à la concurrence, dans l'Union européenne.

Le tableau 5 donne le pourcentage du marché légalement ouvert à la concurrence dans chacun des pays de l'Union européenne à partir du 1^{er} juillet 2004.

Le taux d'ouverture légale est théorique car il ne reflète pas la réalité de l'ouverture du marché. Il est en effet difficile de mesurer l'ouverture réelle des marchés de l'électricité : peu de chiffres sont publiés et ils doivent être interprétés avec prudence.

Plusieurs indicateurs permettent néanmoins de donner une idée de la réalité de l'ouverture du marché, notamment :

- le taux de changement de fournisseurs ;
- la possibilité réelle pour un nouvel entrant de faire jouer la concurrence.

Le taux de changement de fournisseur, quoiqu'insuffisant à lui seul, est un indicateur intéressant de l'ouverture du marché. En mars 2004, en France, les clients ayant changé de fournisseurs représentent environ 19% de la consommation des éligibles. Ce pourcentage est d'environ 24%, si l'on tient compte des achats réalisés par RTE pour la compensation de ses pertes. Il s'agit là d'un chiffre relativement élevé par rapport à ceux des autres pays de l'Union européenne.

La possibilité réelle pour un nouvel entrant de signer des contrats de fourniture avec les clients finals constitue également un indicateur du niveau d'ouverture du marché de l'électricité. A cet égard, les plaintes de clients ou de fournisseurs rencontrant des difficultés pour exercer leur droit d'accès au réseau constituent un signal important. La CRE a favorisé la mise en place de règles simples et claires, afin de permettre aux consommateurs et aux fournisseurs de conclure facilement des contrats. Elle n'a reçu que quelques réclamations sur ce sujet jusqu'à présent. Elle suivra avec beaucoup d'attention cette question après le passage à un marché de masse le 1^{er} juillet 2004.

Un autre indicateur utile serait le nombre et l'importance des consommateurs finals achetant leur électricité à l'étranger. Aucune statistique n'est toutefois disponible.

Tableau 5 > Ouverture des marchés européens

	Ouverture légale juillet 2004	Marché éligible (TWh)
Allemagne	100%	490
Royaume-Uni	100%	335
France	68%	295
Italie	78%	233
Espagne	100%	205
Suède	100%	135
Pays-Bas	100%	105
Finlande	100%	77
Belgique	84%	63
Autriche	100%	55
Portugal	100%	40
Danemark	100%	33
Grèce	62%	31
Irlande	65%	14
Luxembourg	87%	5

Source : CRE (à partir de données de la Commission européenne et des autorités de régulation)

L'insuffisance de capacités d'interconnexion et de coordination entre la plupart des systèmes électriques retarde la création de marchés régionaux et, a fortiori, d'un marché européen

2 > Les marchés de gros en Europe continuent à se développer

Avec l'ouverture des marchés de l'électricité, le développement des échanges bilatéraux de gré à gré (dits OTC*, *over the counter*) a conduit à la création de marchés de gros. En effet, les fournisseurs ne disposent pas nécessairement de moyens de production et doivent alors s'approvisionner auprès d'autres fournisseurs, de producteurs, d'une bourse organisée. Ils peuvent également importer de l'électricité de l'étranger.

Inversement, ils peuvent vendre à des clients finals, mais aussi à d'autres intermédiaires, sur la bourse ou à l'étranger. Il existe ainsi des acteurs qui n'interviennent que sur le marché de gros, apportant de la liquidité au marché et réalisant des arbitrages entre les différents segments de marché ou entre des marchés interconnectés.

L'insuffisance de capacités d'interconnexion et de coordination entre la plupart des systèmes électriques retarde la création de marchés régionaux et, *a fortiori*, d'un marché européen. Seule la Scandinavie, avec Nordpool*, est parvenue à créer un marché régional présentant un degré significatif d'intégration pour des volumes importants. L'Espagne et le Portugal ont annoncé, à différentes reprises, leur volonté de créer un marché ibérique. La Belgique et les Pays-Bas réfléchissent à la possibilité de créer un marché Benelux. Mais pour l'heure, ces projets ne se sont pas encore concrétisés.

Le marché de gros est essentiel au bon

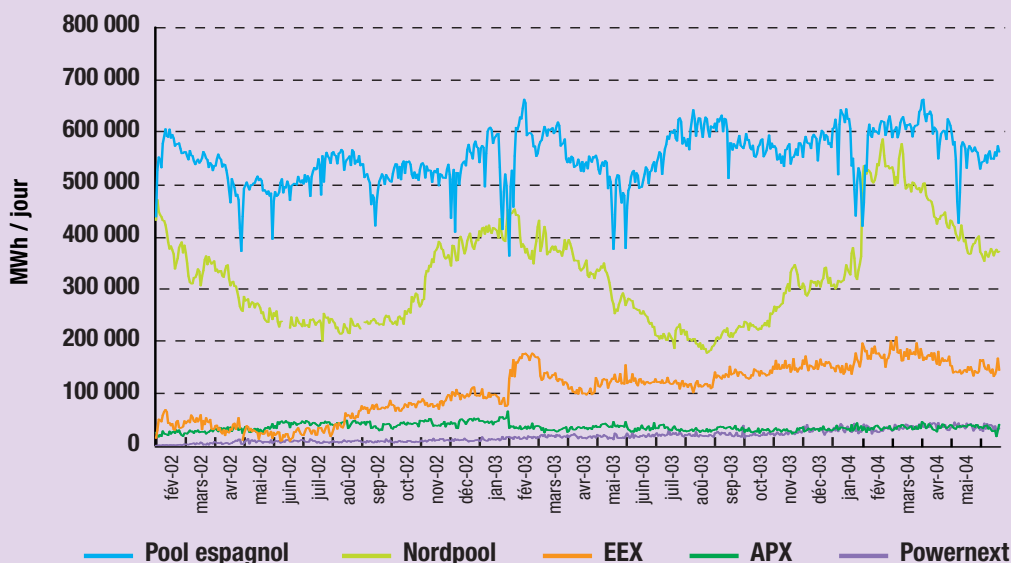
fonctionnement d'un marché ouvert de l'électricité. Dans la plupart des pays, il comporte deux segments principaux :

- le marché organisé, sous la forme d'une bourse ou d'un pool* de l'électricité (Powernext en France, EEX* en Allemagne, Nordpool pour les pays nordiques, ...);
- le marché OTC, sur lequel les échanges ont lieu de façon bilatérale.

De manière générale, les transactions OTC sont beaucoup plus importantes que celles observées sur les marchés organisés, sauf en Espagne où les règles de marché en vigueur obligent la quasi-totalité des transactions à transiter par un *pool*, l'OMEL. Dans les autres pays, les bourses sont facultatives (l'Angleterre et le Pays de Galles ont abandonné leur pool obligatoire en mars 2001). Bien que les volumes OTC soient difficiles à évaluer, on peut considérer que les marchés organisés représentent moins de 10% des volumes échangés sur les marchés de gros, à l'exception de Nordpool (environ 30%) et EEX (environ 40%). Cette situation s'explique par :

- le caractère récent des marchés organisés et le niveau élevé des tickets d'entrée ;
- le fait que certains produits ne sont disponibles qu'en OTC. En France, par exemple, seuls les achats d'électricité la veille pour le lendemain ont été possibles sur Powernext jusqu'à l'été 2004, alors qu'on trouve en OTC des produits dits *forward* qui permettent d'acheter à l'avance de l'électricité pour le mois, le trimestre ou l'année suivants.

Figure 9 > Volumes spot sur les bourses européennes (moyenne glissante 7 jours)



Source : CRE (à partir des données des bourses de chaque pays, hors APX-UK)

Quelques bourses, comme Nordpool et EEX, proposent également des services de compensation (*clearing*) pour le marché OTC, ainsi que des services de *netting* (équilibrage des positions prises sur l'OTC et sur la bourse), ce qui contribue à la réduction des risques sur ces marchés. Elles semblent ainsi capables d'attirer des volumes plus importants.

Les produits spot sur les bourses européennes

La figure 9 (p. 38) montre les volumes *spot* échangés sur les principales bourses européennes.

Les volumes de Nordpool et de l'OMEL n'évoluent pas de façon significative (hormis quelques variations saisonnières). Ceux d'EEX et de Powernext, bourses facultatives relativement récentes, continuent à augmenter, alors que la bourse néerlandaise APX* voit les volumes échangés se stabiliser, voire légèrement diminuer.

Compte tenu du caractère quasi obligatoire de l'OMEL, les volumes y sont proches de la consommation espagnole. Pour les autres bourses, le volume *spot* négocié représente une part variable de la consommation nationale : en 2003, les chiffres étaient de 31,5% pour Nordpool, 13% pour APX, 9,5% pour EEX et 1,6% pour Powernext.

3 > Les opérateurs suspendent leurs opérations de fusions et d'acquisitions

Au cours de l'année écoulée et après une période d'intense activité, les grands électriciens, qui dominent le paysage européen, ont réalisé des transactions plus modestes tandis que certaines opérations ont été limitées par les autorités de concurrence.

EDF

EDF a décidé de réduire ses investissements de croissance externe et de mieux maîtriser de son activité hors de France. Il a ainsi cédé sa participation dans Graininge (opérateur suédois) à E.ON, au cours du second semestre 2003.

Outre la cession de ses parts dans la CNR* à Electrabel, il a conclu un accord avec l'opérateur belge décrit ci-dessous (cf. Electrabel).

Enfin, depuis août 2003, EDF contrôle entièrement sa filiale EDF Trading, après avoir racheté les 12% détenus par le groupe Louis Dreyfus.

E.ON

L'énergéticien allemand s'est montré spécialement actif en achetant trois sociétés régionales d'électricité contrôlées par la société finlandaise Fortum (Fortum Kraftwerk Burghausen en Allemagne, Edenderry Power en Irlande et Fortum Distribution Smaland en Suède), et, en Suède, deux entreprises (Sperlingsholms Kraft — fourniture, distribution et *trading* de l'électricité — et 36,3% de Graininge — production, distribution et fourniture de l'électricité).

En revanche, l'achat en 2002, avec le soutien des autorités locales, de 49,9% de la régie de Lübeck, a été refusé en 2003 par l'office fédéral des cartels allemand, le Bundeskartellamt (BKA) en raison de la position dominante qui aurait résulté de cette transaction.

Dans le cadre de l'autorisation ministérielle donnée en 2003 de fusion avec Ruhrgas, E.ON a dû vendre ses participations restantes dans Bayerngas (22%), Gelsenwasser (80,5%), SWB AG (Bremen, 32,36%), EWE (27,4%) et VNG (42,1%). Poursuivant son recentrage dans le secteur de l'énergie, E.ON a vendu ses participations dans HypoVereinsbank (4,8%) et Bouygues Telecom (10,1%).

RWE

Deuxième groupe d'énergie allemand, après E.ON, RWE a également, mais dans une moindre mesure, cherché à consolider son positionnement sur le marché. Il a pris le contrôle de Thyssengas à 100% (en achetant les derniers 25%) et de la centrale d'Ibbenburen au nord de l'Allemagne. Comme E.ON, RWE s'est vu imposer des restrictions par le BKA : pour pouvoir acheter des participations dans les régies de Wuppertal (20%), Velbert (20%), Remscheid (25%) et Oberhausen (40%), il doit se séparer de 40% des parts qu'il détient dans la régie de Leipzig et de 20% dans la régie de Düsseldorf.

Electrabel

L'opérateur belge a été particulièrement actif sur le marché français. Il détient désormais environ 49% de la CNR. De plus, un accord avec EDF a été conclu afin que l'électricité produite par les centrales de Tihange (Belgique) et de Tricastin (France), pour le compte respectivement d'EDF et d'Electrabel, soit livrée dans leur pays de production, et non plus à la frontière franco-

belge, comme c'était le cas jusqu'à présent. Electrabel est ainsi libre de vendre en France l'électricité obtenue grâce à ses participations dans ces deux centrales. En outre, depuis le 1^{er} mai 2003 Electrabel commercialise en France la production des centrales de la Société Hydro-Electrique du Midi, la SHEM*, (773 MW d'hydraulique produisant environ 2 TWh par an).

Le Conseil de la concurrence belge a approuvé un accord qui permet à Electrabel d'intégrer les clients de petite et de moyenne taille de huit régies inter-municipales belges dans sa filiale Electrabel Customer Solutions (ECS). En retour, les municipalités reçoivent une partie du capital d'ECS. Pour obtenir l'approbation sur cet accord, Electrabel a été obligé de mettre aux enchères 1 200 MW de capacité de production, de soutenir la création d'une bourse de l'électricité et de mettre fin à son partenariat avec le producteur belge SPE.

Endesa

La société espagnole Endesa a signé un accord avec Charbonnages de France (CDF) pour l'achat additionnel de 35% du capital de la Snet*, portant sa participation totale à 65% dans le producteur français d'électricité (7 à 8 TWh produits par an pour 2 500 MW installés) sous réserve des autorisations nécessaires des autorités concernées.

Verbund

Verbund et EnergieAllianz, premier et deuxième fournisseurs d'électricité en Autriche, ont obtenu l'aval de la Commission européenne pour leur fusion, donnant naissance à un nouveau groupe qui contrôle le 80% du marché autrichien et qui fait partie des dix plus grandes entreprises d'électricité en Europe. En contrepartie, Verbund s'est engagé à céder certains actifs, dont 55% de ses participations dans Austrian Power Vertrieb, qui fournit 3 TWh par an à des clients industriels.

Nuon

L'électricien néerlandais a également dû mettre aux enchères 900 MW, pour pouvoir réaliser l'acquisition d'une capacité de production de 3 500 MW de Reliant aux Pays-Bas.

2 Le marché français de l'électricité

1 > La concurrence continue à se développer

Au cours de l'année écoulée, le nombre d'acteurs présents en France est resté stable.

En mars 2004, sur environ soixante-dix sociétés inscrites comme responsables d'équilibre auprès de RTE, une soixantaine étaient actives sur l'un ou l'autre des segments du marché de l'électricité, dont une majorité de sociétés européennes :

- une vingtaine fournissent directement à des clients éligibles ;
- une vingtaine ont fourni des pertes à RTE par le mécanisme des appels d'offres ;
- plus d'une quarantaine sont actives à l'importation et/ou à l'exportation ;
- toutes réalisent des échanges de blocs* (en OTC) avec d'autres fournisseurs ;
- trente-huit sont membres de Powernext et réalisent des transactions.

La figure 10 montre l'activité agrégée des fournisseurs (hors groupe EDF) présents en France. La tendance générale, au-delà des variations saisonnières (baisse d'activité en été), est un développement de tous les segments du marché, notamment des ventes aux éligibles et à la bourse, ainsi que du marché de gros, y compris des importations et exportations, malgré la limitation physique due aux capacités d'interconnexion aux frontières.

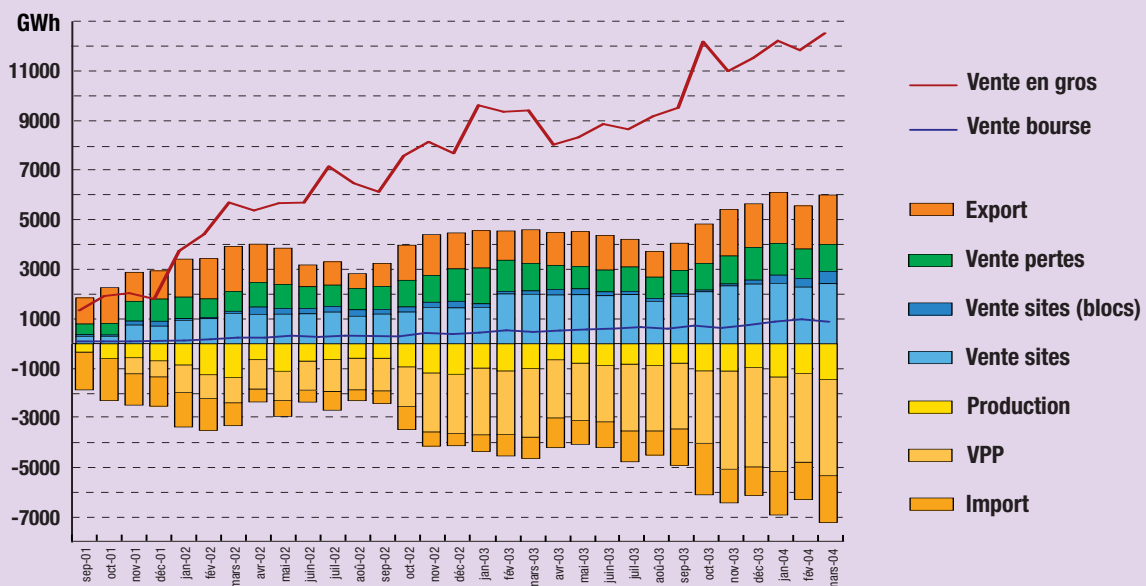
La figure 10 montre que l'ouverture du marché de l'électricité continue à produire ses

effets à un rythme soutenu, le volume global d'activité des concurrents d'EDF augmentant d'un tiers en un an. Les capacités de production virtuelles acquises lors des enchères organisées par EDF (*virtual power plants - VPP**) y jouent un très grand rôle puisqu'elles représentent en janvier 2004 la quasi-totalité des quantités vendues à des consommateurs finals ou bien à RTE (pour la compensation de ses pertes).

Les échanges avec les pays frontaliers ont fortement contribué au développement de l'activité des concurrents d'EDF : le volume des importations a augmenté de plus de 50% en un an et le nombre d'acteurs a augmenté à toutes les frontières. Comme en 2002, leurs exportations sont globalement plus importantes que leurs importations, ce qui veut dire que les concurrents d'EDF, en net, achètent de l'électricité en France pour la revendre dans des pays où les prix sont *a priori* supérieurs. Toutefois, il existe des fournisseurs pour qui les importations sont supérieures aux exportations. L'augmentation des VPP disponibles et une réduction des exportations nettes des concurrents d'EDF a entraîné entre le premier et le second semestre 2003 une inversion du solde de leur activité globale vis-à-vis d'EDF : ils sont passés d'acheteur à vendeur. Autrement dit, la production hors EDF et les VPP leur ont permis d'alimenter leurs ventes en France, à l'étranger et de vendre le surplus à EDF (seul acteur non représenté sur le graphique), par l'intermédiaire du marché de gros (OTC ou bourse).

Le volume des importations a augmenté de plus de 50% en un an et le nombre d'acteurs a augmenté à toutes les frontières

Figure 10 > Évolution des achats et des ventes d'électricité des fournisseurs (hors groupe EDF)



Source : CRE (à partir des données fournies par les gestionnaires de réseau)

A. Les VPP sont un outil essentiel d'approvisionnement du marché français

Les VPP, capacités virtuelles de production mises régulièrement aux enchères par EDF à la suite de la décision de la Commission européenne l'autorisant à prendre une participation de 34,5% dans l'électricien allemand EnBW, apparaissent comme un élément essentiel de l'ouverture du marché français.

Depuis novembre 2003, l'ensemble des 6000 MW qui devaient être vendus avant fin 2003 ont été proposés au moins une fois à la vente. Le processus des enchères s'est poursuivi après cette date et a consisté en une mise en vente des reliquats qui n'avaient pas trouvé acquéreur, ou en un renouvellement des capacités arrivées à échéance pour maintenir le total vendu à 6000 MW. La figure 11 indique les quantités vendues, depuis le début du processus, après les enchères de mars 2004.

Les acheteurs de VPP ne livrent pas nécessairement des clients éligibles. Ces capacités virtuelles ont néanmoins un effet positif sur le développement de la concurrence en France. Elles permettent aux acteurs de disposer, via le marché de gros, d'une source d'approvisionnement importante sur le marché, venant, pour partie, se substituer aux importations que les concurrents d'EDF pouvaient utiliser pour approvisionner le marché français.

Les prix atteints par les enchères correspondent en général à ceux qui sont observés sur le marché français, au moins pour le

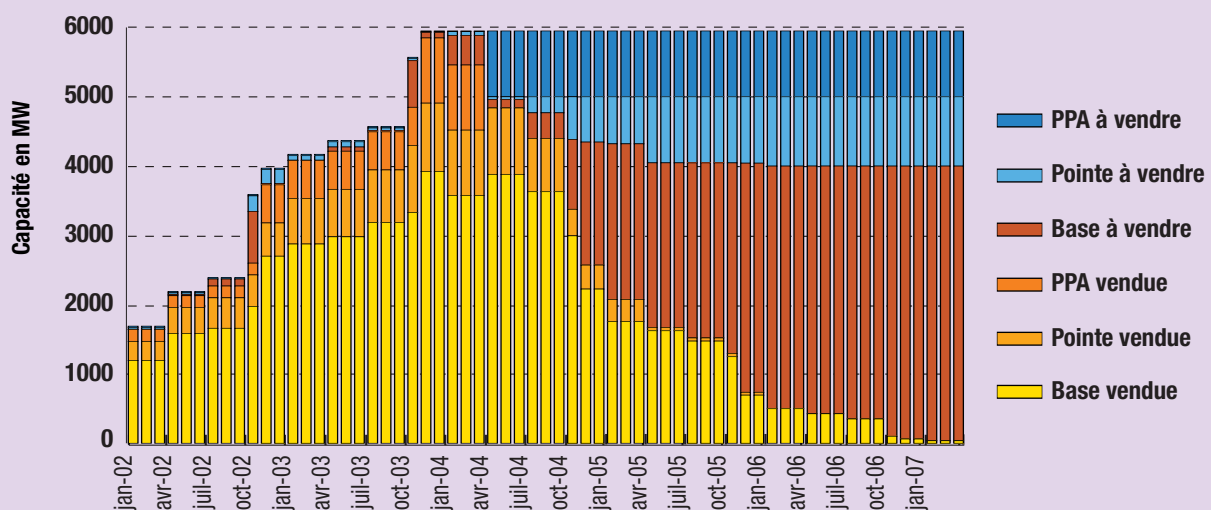
Produits vendus aux enchères par EDF

- **Les VPP* base** : il s'agit de produits reflétant une centrale fonctionnant en base. Le principe est que les enchérisseurs paient une prime fixe (en €/MW) chaque mois pour réserver une puissance disponible, et qu'ils envoient régulièrement à EDF un planning d'utilisation de ces capacités. Ils paient alors 8 € par MWh soutiré (approximation du coût marginal des centrales nucléaires d'EDF). On a ainsi une structure de prix de la forme "coût fixe + coût variable".
- **les VPP pointe** : il s'agit de produits reflétant une centrale fonctionnant en pointe. Le principe est le même que pour les VPP base, mais le prix payé pour chaque MWh soutiré est de 23 ou de 26 € (approximation du coût marginal des centrales de pointe d'EDF). Compte tenu de ce coût variable élevé, la prime fixe payée par les enchérisseurs est plus faible que pour les VPP base.
- **les PPA (power purchase agreement : accord d'achat de puissance)** : ils doivent reproduire les achats par EDF de l'électricité produite par cogénération. Depuis les enchères de septembre 2003, le produit a été simplifié : il s'agit d'une fourniture en base du 1^{er} novembre au 31 mars. Il n'y a pas de caractère optionnel dans ce produit, et les enchères se font uniquement sur le prix du MWh acheté. Les enchères visent à fixer le prix de réservation de moyens de production (prime fixe mensuelle) fournissant des MWh, le prix de ces derniers étant arrêté à l'avance.

produit "base*" pour lequel il existe une cotation. Les produits "pointe*", qui ont une partie optionnelle beaucoup plus importante (l'utilisation du droit de tirage dépend des conditions de marché du moment), sont plus difficiles à évaluer. Ils prennent en compte la volatilité constatée sur les marchés. Si, au début de l'année 2003, les niveaux de volatilité résultant des enchères

étaient équivalents à ceux observés en 2002, on a constaté une forte hausse de ces niveaux lors des enchères de la fin 2003, traduisant ainsi la prise en compte des impacts de la canicule de l'été 2003. Celle-ci avait rendu plus volatils non seulement les prix *spot*, mais aussi les prix *forward*, surtout pour les produits les plus proches. Au contraire, les enchères de

Figure 11 > Capacité totale vendue en mars 2004



Source : CRE (à partir des données publiées par EDF)

mars 2004 ont vu diminuer les niveaux de volatilité, ce qui pourrait indiquer, si cette tendance se confirmait, que les acteurs anticipent des prix plus stables dans le futur.

B. La concurrence à la production se structure autour d'Electrabel et de la SNET

Pour assurer sa présence physique sur le marché français, Electrabel dispose d'un droit de tirage sur une centrale nucléaire française, et contrôle la production de la CNR et de la SHEM.

A la suite de l'accord commercial conclu avec la SNCF en 2002, Electrabel achète, depuis le 1^{er} mai 2003 et pour une période minimale de cinq ans, la totalité de la production électrique annuelle de la SHEM (environ 2 TWh), producteur hydraulicien filiale de la SNCF, qui possède des barrages de retenue (dont on peut régler précisément la production). La SNCF possède en outre une option de vente de 80% du capital de la SHEM à Electrabel.

Au cours de l'année écoulée, Electrabel est devenu l'actionnaire de référence de la CNR (sa participation atteint aujourd'hui environ 49%). La CNR exploite les usines hydrauliques de la vallée du Rhône dont la production d'environ 13 TWh en 2002 est en baisse sensible au second semestre 2003 du fait des conditions climatiques exceptionnelles, pour près de 3 000 MW de puissance. Leur partenariat se prolonge par le développement d'une société commune, Énergie du Rhône (51% pour CNR), chargée de commercialiser l'énergie auprès des clients éligibles. Le parc de la CNR, constitué essentiellement de centrales au fil de l'eau, rend difficile la prévision de la production. Cette situation a des effets défavorables sur les écarts entre injections et soutirages d'électricité au sein de son périmètre d'équilibre.

En janvier 2004, l'accord de partenariat pour la construction et l'exploitation d'unités nucléaires entre EDF et Electrabel a été modifié. Désormais, Electrabel est autorisé à commercialiser en France sa part de 460 MW dans la centrale française de

Tricastin. De même, EDF pourra commercialiser en Belgique sa part de 50% de l'énergie produite par la centrale belge de Tihange 1 (puissance nette de 962 MW).

La SNET (7 à 8 TWh par an pour environ 2 500 MW) qui est une filiale de Charbonnages de France a intégré au cours du printemps 2003 toutes ses centrales dans son périmètre d'équilibre et elle a donc désormais la maîtrise de sa production et de sa commercialisation. EDF peut continuer à faire appel à une fraction importante des moyens de la SNET jusqu'en 2009, en application des conclusions du comité prévu par la loi du 10 février 2000 chargé de définir les relations entre la SNET et EDF. Après de nombreuses discussions en 2003, l'actionariat de la SNET est en cours de stabilisation en 2004 : l'électricien espagnol Endesa devrait détenir prochainement 65% du capital de la SNET. Charbonnages de France est en discussion avec Gaz de France, qui pourrait ainsi devenir le deuxième actionnaire de la SNET avec 35% du capital.

C. Les importations et exportations se développent

Les importations et les exportations sont très sensibles au différentiel de prix entre la France et les autres pays, plus particulièrement avec l'Espagne, la Grande-Bretagne et l'Allemagne.

L'année 2003, et particulièrement le dernier trimestre, a vu se développer fortement l'activité des concurrents d'EDF aux frontières, leurs importations annuelles augmentant de plus de 50% et leurs exportations d'environ 8% ; on observe en parallèle une croissance du nombre de fournisseurs actifs à la plupart des frontières.

Les importations depuis l'Espagne, qui étaient quasi nulles en 2002, ont été particulièrement importantes, notamment en infra-journalier. Les importations annuelles en provenance de Grande-Bretagne et de Belgique ont quadruplé et celles en provenance d'Allemagne ont augmenté d'un tiers environ, mais ont triplé au cours du dernier trimestre 2003. Si les acteurs les plus actifs à chaque frontière demeurent avant tout

En 2003, les ventes des fournisseurs concurrents d'EDF aux consommateurs éligibles ont augmenté de 50% en volume et plus de 700 sites sur 3 100 ont quitté leur ancien fournisseur

ceux qui sont originaires des pays frontaliers, on note néanmoins l'apparition d'acteurs "pan-européens", présents de façon significative à plusieurs frontières de la plaque européenne.

A l'exportation, l'adoption à partir du 1^{er} novembre 2003 aux frontières espagnole, suisse et allemande de règles d'attribution des capacités inspirées de celles déjà appliquées à la frontière belge depuis 2002 (limitation à 25 MW pour toute nouvelle transaction et plus forte incitation à l'utilisation des capacités réservées) a eu pour conséquence d'accroître le nombre d'intervenants (+72% vers la Belgique, +50% vers l'Espagne, +27% vers l'Allemagne).

On peut enfin noter que certains acteurs utilisent les interconnexions lors des nominations en infra-journalier, dans un sens ou dans l'autre, afin de pouvoir équilibrer leur périmètre d'équilibre : ils élargissent ainsi le nombre de contreparties disponibles, par rapport aux seuls échanges de blocs infra-journaliers sur le marché de gros français (voir infra). En 2003, ce comportement a été notamment observé à la frontière espagnole. Depuis la fin mars 2004, il est possible d'effectuer des transactions à la frontière avec l'Angleterre.

D. La fourniture aux éligibles est le premier poste des soutirages

La fourniture aux éligibles constitue le premier poste des soutirages des fournisseurs concurrents d'EDF (46% en 2003, contre 38% en 2002), avant les pertes et les exportations. En 2003, leurs ventes aux consommateurs éligibles ont augmenté de 50% en volume et plus de 700 sites sur 3 100 ont quitté leur ancien fournisseur. La figure 12 permet d'observer deux paliers importants dans la courbe de croissance des portefeuilles de clients des concurrents d'EDF.

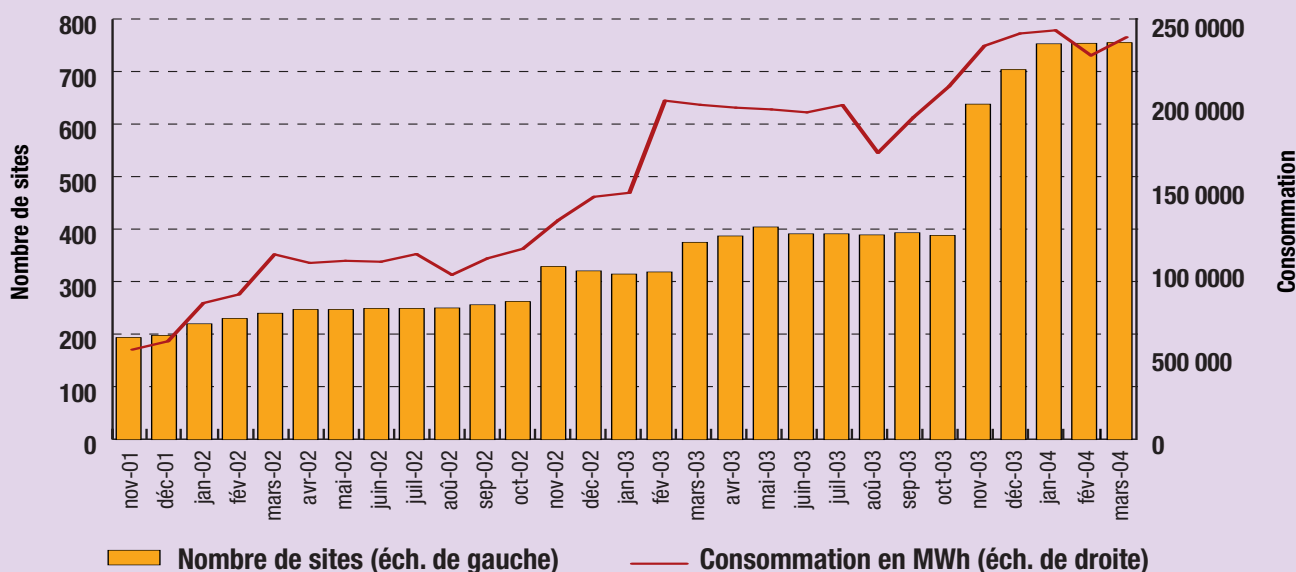
Le premier palier est observé en mars 2003. Il peut être attribué à l'abaissement du seuil de l'éligibilité de 16 GWh par an à 7 GWh par an (décret du 5 février 2003), soit environ 1 800 sites éligibles en plus, et à l'éligibilité totale des ELD, lorsque leur consommation est supérieure à 7 GWh (soit une centaine), en vertu de la loi du 3 janvier 2003 qui a modifié la loi du 10 février 2000. L'initiative prise par la CRE de publier, dès 2002, une première liste de futurs consommateurs éligibles à l'échéance de 2003 a permis aux nouveaux fournisseurs de proposer des offres sans attendre la publication de la liste officielle qui n'est intervenue que début avril 2003.

Le second palier est observé en novembre 2003. Il correspond au changement de saison tarifaire dans les tarifs intégrés d'EDF (beaucoup de nouveaux contrats de fourniture débutent au 1^{er} novembre). L'augmentation de l'énergie consommée par ces sites est moins spectaculaire, car les plus gros sites éligibles et les ELD ayant décidé de faire jouer leur éligibilité avaient vraisemblablement déjà signé avec un nouveau fournisseur. Le gain mensuel de nouveaux clients demeure très important en décembre 2003 et en janvier 2004, ce qui traduit l'intensification des campagnes commerciales des fournisseurs. Des alliances commerciales entre des fournisseurs et des filiales dédiées à la fourniture d'énergie d'ELD ont été nouées fin 2003.

Bien que de nouveaux fournisseurs de clients éligibles soient apparus sur le marché français en 2003, la vente aux sites et aux ELD ayant fait jouer leur éligibilité reste assez concentrée, puisque 5 acteurs se partagent près de 90% du marché ayant échappé à EDF.

Un fournisseur peut fournir un site en électricité de deux manières : en étant son responsable d'équilibre* et donc en fournissant une courbe de charge potentiellement volatile (le fournisseur prend à son compte

Figure 12 > Nombre et consommation des sites ayant quitté leur fournisseur historique (estimation)



La consommation prend en compte à la fois les sites qui ont changé de fournisseurs et les ELD qui ont fait jouer leur éligibilité et qui ne sont plus alimentés, totalement ou partiellement, par EDF. Le nombre de sites n'est qu'une approximation (erreur inférieure à 3%), car la CRE ne dispose pas des informations pour tous les gestionnaires de réseau. Les ELD ayant changé de fournisseurs ne sont pas comptés sous la rubrique "nombre de sites".

Source : CRE (à partir des données fournies par les gestionnaires de réseau)

La bourse reste un outil facultatif, et les prix de gros ressortant de la confrontation de l'offre et de la demande de blocs sur Powernext ne sauraient servir de référence absolue de prix de détail aux consommateurs finals

les écarts du client), ou bien en fournissant seulement des blocs, le client ayant un autre responsable d'équilibre (il n'y a dans ce cas plus de risque d'écart, puisque la livraison est ferme et décidée au plus tard la veille pour le lendemain). La seconde méthode implique que le client ait au moins deux fournisseurs et ne peut donc *a priori* s'adresser qu'à des gros consommateurs, qui acceptent cette complexité afin d'obtenir les prix les plus bas. Aussi constate-t-on que le volume d'énergie livré par blocs a tendance à diminuer, non seulement en valeur relative (ce qui est logique compte tenu de l'augmentation des volumes globaux), mais aussi en valeur absolue, certains gros clients ayant manifestement renoncé à avoir plusieurs fournisseurs.

E. RTE se situe au premier rang des acheteurs d'électricité

Les appels d'offres qu'organise RTE pour acheter l'électricité correspondant aux pertes sur son réseau sont un élément important de l'ouverture du marché français, puisqu'ils représentent environ 15 TWh par an, à comparer au volume des éligibles, soit 160 TWh par an. Pour les nouveaux opérateurs, ils représentent une part plus importante encore, puisqu'en 2003 l'électricité vendue à RTE par ces derniers s'élève à plus de la moitié de ce qu'ils ont vendu aux éligibles.

Cette forte participation est favorisée par le fait que RTE achète beaucoup de produits standard sur le marché (produits mensuels *forwards* fermes, en base et en pointe), ainsi que des options horaires ou journalières qui, étant appelées en J-2, peuvent être couvertes par l'utilisation des VPP (appelées en J-1) ou l'achat direct sur Powernext (également en J-1).

Les modalités d'achat et le caractère standard des produits achetés par RTE facilitent l'accès au marché et contribuent largement à l'ouverture du marché français.

F. Le marché de gros continue à se développer

Le marché de gros est indispensable dans sa fonction d'intermédiation entre les acteurs. Les fournisseurs ne sont pas nécessairement producteurs, ou détenteurs de VPP. Ils ne peuvent donc pas se passer d'intermédiaires qui achètent et vendent de

l'électricité. Cette fonction a été reconnue par la loi du 3 janvier 2003, qui a décidé que les fournisseurs pratiquant l'activité d'achat pour revente devront faire une déclaration au ministre chargé de l'énergie. Le décret du 30 avril 2004 en fixe les conditions d'exercice et les conditions dans lesquelles le ministre pourrait être amené à interdire à un fournisseur d'exercer son activité en France.

En 2003, les transactions d'échanges de blocs nominées auprès de RTE (hors VPP) ont dépassé 130 TWh, EDF compris. La part des concurrents d'EDF sur ce marché augmente plus vite que la taille du marché, leur part des transactions passant d'environ 77% à 85% entre janvier 2003 et janvier 2004.

Pour faciliter encore plus les échanges entre acteurs, RTE a mis en place, à la demande de la CRE, des guichets infra-journaliers pour les échanges de blocs (ce qui correspond à la nomination auprès de RTE de transactions OTC décidées entre deux responsables d'équilibre). Depuis février 2004, les fournisseurs disposent d'un sixième guichet infra-journalier (à 3 h). La vocation de ces guichets infra-journaliers n'est pas de traiter de très grosses et nombreuses transactions mais de permettre des ajustements à la marge par rapport au programme nominé en J-1 à 16h et ainsi, de mieux gérer les périmètres d'équilibre au cours de la journée.

En 2003, le marché de gros se développe au même rythme que les ventes aux éligibles. En janvier 2004, les trois acteurs les plus actifs à la vente représentent 34% du total, alors qu'ils représentaient 27% en janvier 2003.

G. Powernext : hausse des volumes spot et introduction de produits forward

Au 1^{er} juin 2004, le marché de la veille pour le lendemain de Powernext comptait 39 membres actifs, rassemblant les principaux acteurs des marchés de l'électricité français et européen. Les trois membres les plus actifs et les cinq membres les plus actifs en 2003 ont représenté respectivement 30% et 44% des achats, 28% et 41% des ventes et 27% et 39% des échanges totaux.

Comme le montre la figure 13, les volumes négociés sur le marché *day ahead* de Powernext sont en croissance nette et régulière depuis la fin de 2001 même s'ils restent faibles par rapport au marché ouvert (5% environ) ou par rapport aux volumes échangés sur le marché de gré à gré. Ainsi, les ventes sur Powernext représentent 5 à 6% de celles observées sur l'ensemble de l'OTC (*spot* et *forward*) fin 2003, contre 3 à 4% début 2003.

Le marché *spot* de Powernext rassemble aujourd'hui environ 50% des transactions "veille pour le lendemain" sur le marché de gros français. Les exemples étrangers montrent qu'il faut du temps avant que les volumes échangés sur la bourse deviennent significatifs.

Malgré sa taille modeste, Powernext est un élément essentiel du marché français.

D'une part, il s'agit du seul lieu où l'on puisse facilement acheter, la veille pour le lendemain, une courbe de charge précise, avec des volumes différents heure par heure (et non les seuls produits standards base et pointe). Cela permet, par exemple, de faire des arbitrages fins entre Powernext (heure de clôture à 11h) et les soutirages de VPP (heure de clôture à 12h), ou encore d'équilibrer un périmètre la veille pour le lendemain.

D'autre part, le prix issu du *fixing** de Powernext constitue un indice de référence. Il est ainsi utilisé par RTE pour l'achat de ses pertes et pour le règlement des écarts dans certains cas. Il est, en outre, intéres-

sant d'avoir un prix issu de la confrontation transparente et anonyme de l'offre et de la demande, par opposition à des indices publiés qui n'offrent pas les mêmes garanties.

Les volumes actuels échangés sur Powernext demeurant relativement faibles, il existe un risque potentiel de manipulation sur les prix. Il convient donc d'être vigilant sur le bon fonctionnement de la bourse, d'autant que l'indice de Powernext est utilisé dans la fixation des prix des écarts, ce qui pourrait accroître la tentation d'influencer cet indice. Dans le cadre de son activité de surveillance de marché, la CRE y porte une attention particulière.

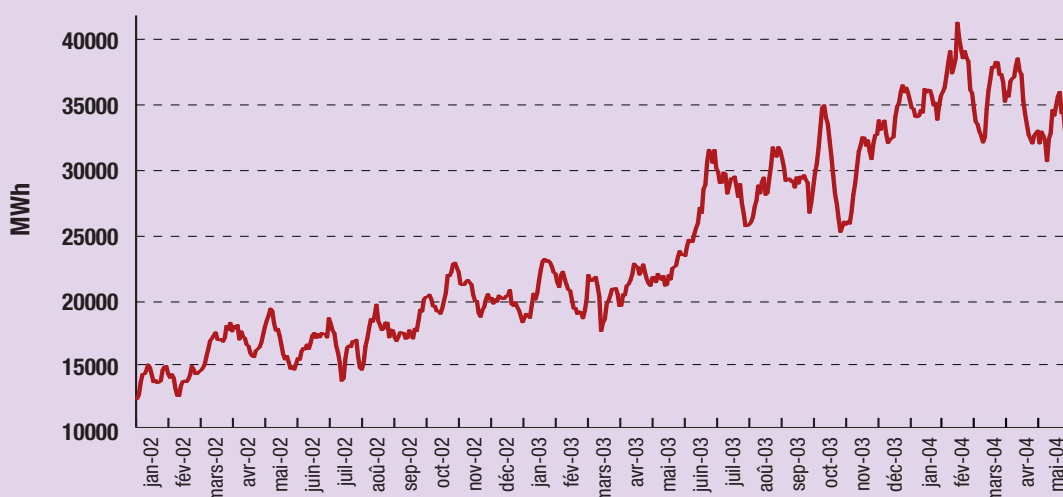
Powernext a lancé en juin 2004 un marché de produits *futures*, qui organise la confrontation de l'offre et de la demande d'électricité dans le cadre de contrats à terme portant sur la livraison d'électricité sur le réseau de transport électrique français. Les produits offerts sont des contrats portant sur des échanges d'électricité à échéance mensuelle (3 prochains mois), trimestrielle (4 prochains trimestres) et annuelle (2 prochaines années). Arrivés à échéance, ces produits donnent lieu à une livraison sur le réseau de transport d'électricité, Powernext effectuant, pour le compte des membres, la nomination des quantités concernées à RTE. La négociation a lieu en continu et est organisée en séances quotidiennes. Pendant la séance de négociation, les meilleurs ordres présents dans le carnet d'ordres sont appariés automatiquement

avec les ordres de même prix de sens inverse (en tenant compte de leur type et de leurs conditions d'exécution).

La CRE, dans sa délibération du 25 mars 2004, a indiqué qu'il lui semblait utile que les opérateurs disposent d'un outil leur permettant de concentrer la liquidité sur le marché français et d'avoir des informations relatives aux volumes échangés, ce qu'ils n'ont pas sur le marché de gré à gré (OTC). La création d'un marché de *futures* en France constitue donc un progrès par rapport à l'utilisation d'indices sur la formation desquels les acteurs n'ont que peu d'informations.

La CRE a également souligné que la bourse reste un outil facultatif, et que les prix de gros ressortant de la confrontation de l'offre et de la demande de blocs sur Powernext ne sauraient servir de référence absolue de prix de détail aux consommateurs finals : le système mis en place en France laisse toute sa place à la négociation bilatérale, en fonction notamment des besoins du client, de sa courbe de charge, de la durée sur laquelle il souhaite s'engager. Comme pour tout marché facultatif, l'utilisation des données qui en est faite ne peut résulter que d'un accord entre les parties concernées. La CRE, en liaison avec l'Autorité des marchés financiers, surveille l'utilisation qui est faite de ce nouvel outil mis à la disposition des acteurs du marché français de l'électricité.

Figure 13 > Moyenne glissante 7 jours des volumes négociés sur PWX Spot entre janvier 2002 et mai 2004



Source : Powernext

Seules les bourses allemande (EEX) et nordique (Nordpool) cotaient des *forward* jusqu'à maintenant. Powernext a décidé d'introduire de tels produits à partir de juin 2004

2 > Les prix de gros sont plus volatils et en hausse

Deux sources d'information sont disponibles sur les prix de gros : les bourses de l'électricité et les indices de prix publiés par la presse spécialisée (Platts, Heren, Dow Jones...).

Les prix sur les bourses de l'électricité résultent, pour les marchés *spot*, d'un *fixing* de prix centralisé dans le temps (sur Powernext, la fixation de prix est réalisée à 11 heures chaque jour), et pour les marchés de *forwards*, par une cotation en continu. La liquidité relativement faible de certaines bourses peut toutefois limiter la représentativité de leurs prix, un ordre moyennement important à l'achat ou à la vente pouvant avoir un impact fort sur le prix qui en résulte.

Les indices de prix publiés par la presse spécialisée sont des évaluations faites par les journalistes à partir des transactions OTC, indiquées par les traders qu'ils interrogent quotidiennement. Ils donnent une indication de la valeur moyenne d'un produit échangé la veille. Bien que la méthodologie utilisée pour leur élaboration ne bénéficie pas d'une garantie absolue, l'ensemble des opérateurs utilisent quotidiennement ces indices, faute de mieux.

A. Des prix *spot* volatils en 2003

Les prix *spot* correspondent aux prix "la veille pour le lendemain" (*day ahead*), c'est-à-dire les prix pratiqués sur le marché pour une livraison le lendemain. Ces prix reflètent l'équilibre offre-demande à court terme, avant l'ajustement. Ils sont soumis à une

forte volatilité, en raison de données météorologiques (froid faisant augmenter la consommation, absence de vent qui fait chuter la production éolienne en Allemagne,...) ou d'événements sur le parc électrique (centrale qui tombe en panne, capacité d'interconnexion réduite,...).

Les prix *spot* n'ont pas vocation à représenter le prix de l'électricité pour la totalité d'une fourniture, puisqu'ils correspondent avant tout à un marché d'équilibrage, c'est-à-dire aux quantités que doivent acheter ou vendre des acteurs dont le portefeuille est en déficit ou en excédent, compte tenu des informations dont ils disposent sur ce qui va se passer le lendemain (disponibilité de leurs centrales et consommations de leurs clients).

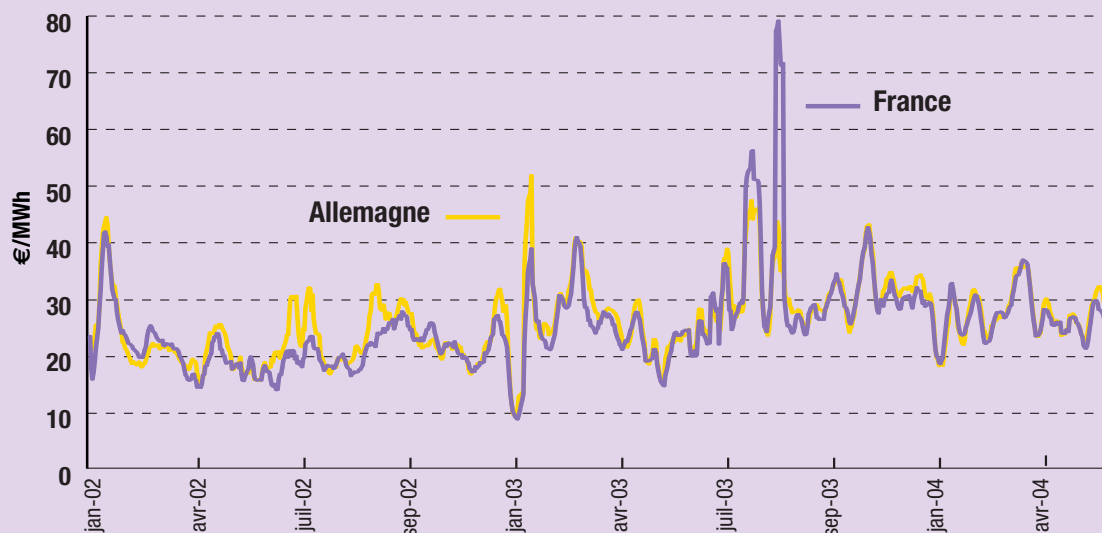
Les bourses de l'électricité cotent toutes des prix *spot*. Powernext propose vingt-quatre produits horaires tous les jours, chaque produit horaire étant négocié séparément.

La volatilité de ces marchés *spot* est sans commune mesure avec celle des marchés de matières premières. En effet, l'électricité est difficilement substituable et ne se stocke pas : un excès de demande à un moment donné ne peut être compensé par un excès d'offre quelques heures auparavant.

Les prix *spot* français et allemands, après avoir connu quelques écarts au cours de l'année 2002, sont à nouveau très proches (cf. figure 14).

Au cours de l'année 2003, les prix *spot* anglais ont été en moyenne les moins élevés d'Europe. L'explication de cette situa-

Figure 14 > Évolution des prix *spot* en France et en Allemagne



Source : Powernext (France) et EEX (Allemagne)

tion est principalement une surcapacité du parc anglais. De février à octobre 2003, les prix *spots* moyens anglais ont été inférieurs à ceux du marché français, mais la tendance s'est inversée depuis novembre 2003. Au cours de l'été 2003, les prix anglais ont suivi la tendance des prix continentaux et ont connu des valeurs très élevées.

Le système électrique espagnol a été moins affecté par la chaleur et la sécheresse de cet été, car l'hydraulicité est restée bonne toute l'année en Espagne. Si des records de demande pendant l'été en raison de la chaleur (climatisation) ont provoqué des tensions sur l'équilibre offre-demande et entraîné une hausse des prix, la volatilité des prix est restée néanmoins modérée. La bourse espagnole de l'électricité, l'OMEL, dont les cours en 2002 furent les plus élevés d'Europe, a vu son prix moyen annuel

baisser de plus de 11 €/MWh en 2003, le ramenant au niveau de la plupart des autres marchés.

La bourse néerlandaise APX est la place européenne la plus volatile. Le prix moyen annuel y a été de loin le plus élevé en Europe en 2003. Ce marché a connu une période de calme pendant les cinq premiers mois de l'année, mais il est ensuite redevenu extrêmement volatil à partir de juin, et pendant tous les mois d'été, suivant la forte tendance à la hausse touchant les pays d'Europe continentale.

B. Des prix *forward* en hausse

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. Ce sont des produits standardisés, afin de faciliter leur échange (par exemple, la livraison d'un MW d'électricité en base, c'est-à-dire pendant toutes les heures du mois, ou en pointe, soit de 8h à 20h du lundi au vendredi). Un MW du produit *forward* base annuelle correspond à la fourniture d'un MW pendant toutes les heures de l'année considérée. Ayant un horizon plus lointain et correspondant à une moyenne de prix sur la période considérée, les produits *forward* sont moins volatils (cf. figure 15). Ce sont ces produits qui servent pour la définition des prix aux clients finals : lorsqu'un fournisseur signe un contrat avec un client, il va normalement se couvrir immédiatement, pour la majeure partie des livraisons qu'il aura à effectuer, en achetant les produits *forward* nécessaires.

Seules les bourses allemande (EEX) et nordique (Nordpool) cotaient des *forward* jusqu'à maintenant. Powernext a décidé d'introduire de tels produits à partir de juin 2004.

On peut avancer plusieurs hypothèses pour expliquer la hausse des prix *forward* au cours de l'année 2003 :

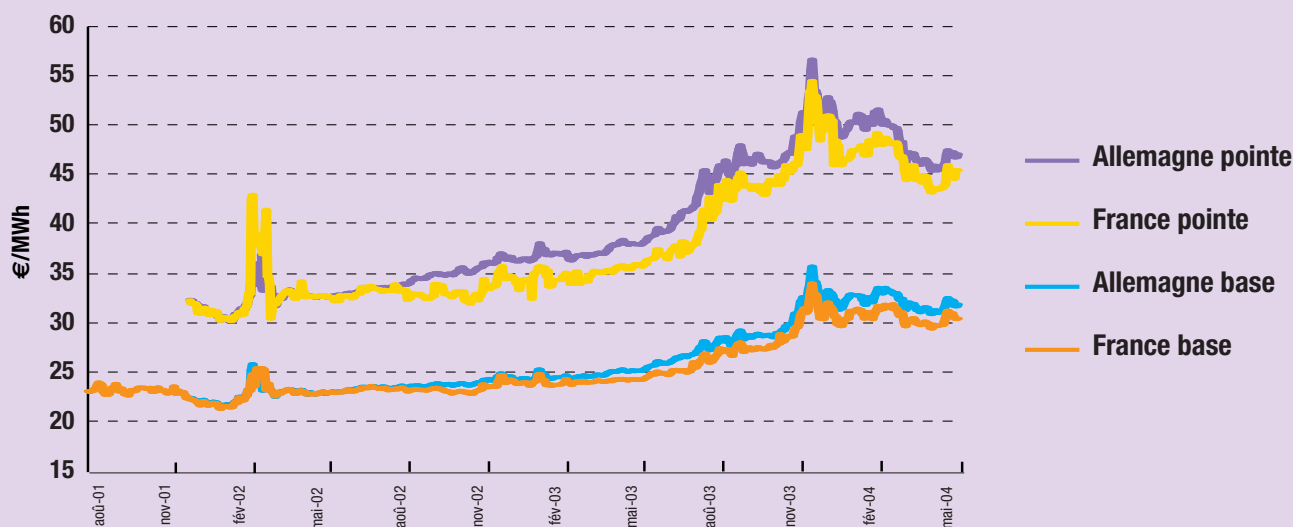
- l'équilibre offre-demande devient plus tendu : la consommation continue à croître, même si c'est à un rythme modéré, alors que l'offre (ajout de nouvelles centrales au parc) est en légère régression. Ainsi, l'Allemagne commence à arrêter certains réacteurs nucléaires (celui de Stade a été arrêté définitivement au début de novembre 2003). L'augmentation des capacités renouvelables, en particulier

éoliennes, n'est pas suffisante pour contrebalancer cette réduction de la capacité disponible, d'autant plus que la production par ces installations n'est pas prévisible. Cette dernière circonstance contribue à augmenter la volatilité de la disponibilité des moyens de production, donc celle des prix *spot* (qui peut avoir un impact sur les prix *forward*) ;

- certains coûts de production sont en hausse : le prix du charbon a connu une forte augmentation au cours de l'année 2003 (de l'ordre de 20 \$ par tonne), ce qui a augmenté les coûts de revient de la filière charbon, qui est prédominante en Allemagne. Les acteurs du marché commencent à anticiper les conséquences de l'instauration des permis d'émissions pour le CO₂ à partir de janvier 2005, même si 95% de ces permis d'émission seront distribués gratuitement jusqu'en 2008. A moyen terme, dans la mesure où le parc européen, et notamment allemand, possède encore beaucoup de centrales au charbon (environ 30% de la capacité totale de production), l'influence de ce coût ira en s'amplifiant ;
- ces dernières années, le niveau des prix de gros ne permettait pas d'assurer la rentabilité des investissements de renouvellement des capacités de production : le prix de marché atteint désormais le niveau du coût complet d'un cycle com-

biné* au gaz (soit de l'ordre de 35 €/MWh avec les conditions actuelles de prix du gaz), moyen considéré parmi les plus économiques. Hors périodes de tension,

Figure 15 > Des prix *forward* en hausse - Evolution des prix *forward* annuels



Source : Platts pour la France, EEX pour l'Allemagne

les prix ont tendance à s'aligner sur le coût marginal de court terme (c'est-à-dire le coût variable du moyen appelé le plus cher), car tout producteur a intérêt à produire de l'électricité dès que le prix de marché dépasse son coût proportionnel. Dans ces conditions, les prix des dernières années correspondaient à une surcapacité, structurelle et conjoncturelle (températures clémentes, bonne hydraulité, par exemple). Les prix atteignent aujourd'hui des niveaux qui permettent à de nouveaux producteurs d'entrer sur le marché, ce qui signifie que les surcapacités sont en voie de résorption ;

- La production d'électricité est une activité fortement capitalistique, qui pourrait conduire au regroupement des acteurs dans un marché déjà dominé par quelques grandes firmes. Le nombre limité d'acteurs pourrait augmenter les risques de manipulation des indices de prix tels que ceux publiés par Platts. Les grands acteurs européens ont tous fait des acquisitions importantes au cours des dernières années, ce qui a augmenté leur endettement et donc leurs coûts globaux. On peut se poser la question d'un lien entre l'augmentation des charges et l'augmentation des prix de l'électricité constatée sur le marché.



Réseau de transport d'électricité

3 La surveillance du marché de l'électricité

L'article 3 de la loi du 10 février 2000 confie à la CRE la mission de veiller au bon fonctionnement du marché de l'électricité.

Pour cela, la CRE dispose de pouvoirs d'accès à l'information. L'article 33 de la loi du 10 février 2000 prévoit en effet que "pour l'accomplissement des missions qui lui sont confiées, la Commission de régulation de l'énergie peut recueillir toutes les informations nécessaires auprès des ministres chargés de l'économie et de l'énergie, auprès des gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité, des opérateurs des ouvrages de transport et de distribution de gaz naturel et des exploitants des installations de gaz naturel liquéfié, ainsi qu'auprès des autres entreprises intervenant sur le marché de l'électricité ou du gaz naturel".

Elle dispose également de pouvoirs de sanction qui lui permettent de mettre en demeure toute entreprise qui ne lui remettrait pas les informations qu'elle demande. Si une entreprise ne se conforme pas à cette mise en demeure, la CRE peut prononcer une sanction financière à son encontre comme l'article 40 3° de la loi du 10 février 2000 l'y autorise. D'une manière générale, dans l'hypothèse de comportements anormaux avérés, elle peut également la sanctionner, directement ou en saisissant les autorités compétentes comme le prévoient les textes.

La CRE doit s'assurer que les règles et les pratiques du marché de l'électricité permettent un exercice sain de la concurrence, dans l'intérêt du consommateur. Ainsi, la CRE s'assure qu'il n'existe pas :

- de barrières, économiques ou techniques, à l'entrée : cela concerne par exemple les garanties financières demandées aux fournisseurs, ou les formats de données utilisées par les échanges d'information ;
- d'abus de position dominante ;
- d'entente entre les fournisseurs ou les producteurs : le marché de la production est très concentré en France mais également sur la plaque continentale* européenne ;
- de manipulation de cours sur les marchés de gros (bourse et marché de gré à gré).

Pour assurer cette mission, la CRE doit disposer, de la part des acteurs (gestionnaires de réseau, Powernext, fournisseurs, clients), des données relatives aux transactions effectuées sur le marché français, de

façon régulière ou à la suite d'une demande. Une base de données, en construction, permettra à partir du second semestre 2004 de tirer des analyses fines sur le comportement des opérateurs.

1 > Les analyses a priori permettent d'évaluer la position des acteurs sur chaque segment pertinent

On peut distinguer six groupes d'acteurs, par ordre décroissant des volumes d'électricité échangés :

- **les producteurs** : il s'agit des acteurs (EDF, Electrabel et SNET) qui disposent de moyens de production en France. Compte tenu de la présence d'EDF, ce groupe représente plus des deux tiers des volumes échangés en France sur tous les segments de marché ;
- **les traders intervenant sur l'OTC et les VPP** (44% des volumes, hors groupe des producteurs) : il représente une quinzaine d'acteurs, dont les injections sont composées principalement par les achats en OTC (60% en moyenne) et les VPP (30% en moyenne). Leurs soutirages sont principalement constitués par les ventes sur l'OTC (75% en moyenne), mais les autres segments sont également représentés ;
- **les traders majoritairement OTC** (34% des volumes, hors groupe des producteurs) : il réunit une quinzaine d'acteurs pour lesquels le marché OTC est le principal segment d'activité (plus de 85%). Les membres de ce groupe ont des tailles très variées et le nombre de leurs contreparties sur l'OTC tend à croître avec la taille de leur périmètre ;
- **les acheteurs de VPP pour revente sur l'OTC** (10% des volumes, hors groupe des producteurs) : pour la dizaine de membres que compte ce groupe, les VPP représentent plus des deux tiers des injections, et la revente sur l'OTC, plus des deux tiers des soutirages. Plus les acteurs sont petits, plus ils ont tendance à être spécialisés ;
- **les fournisseurs indépendants** (8% des volumes, hors groupe des producteurs) : la fourniture d'électricité à des consommateurs finals représente plus de 80% de leurs soutirages, et l'OTC est leur source quasi unique d'approvisionnement. Ce groupe est relativement restreint ;
- **les traders principalement actifs sur les frontières** (4% des volumes, hors

La CRE doit s'assurer que les règles et les pratiques du marché de l'électricité permettent un exercice sain de la concurrence, dans l'intérêt du consommateur

groupe des producteurs) : ce groupe est plus hétérogène que les précédents. Il comprend une dizaine d'acteurs, ceux pour qui les exportations représentent plus de la moitié des soutirages, et ceux pour qui les importations représentent plus de la moitié des injections.

Dans un marché très concentré, il est particulièrement important d'identifier les positions respectives des acteurs dans les différents segments afin de s'assurer qu'il n'existe pas d'entrave à la mise en place de la concurrence et à son bon fonctionnement.

Pour quantifier cette concentration, la CRE a calculé l'indice de Herfindahl Hirschman (ou HHI), avec EDF et sans EDF. 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. Le HHI est largement utilisé par les autorités de concurrence, en France, à la Commission européenne, ainsi qu'aux États-Unis (Federal Trade Commission). Il sert notamment lors des contrôles de fusions-acquisitions, afin de vérifier que l'opération ne créera pas de situation anti-concurrentielle.

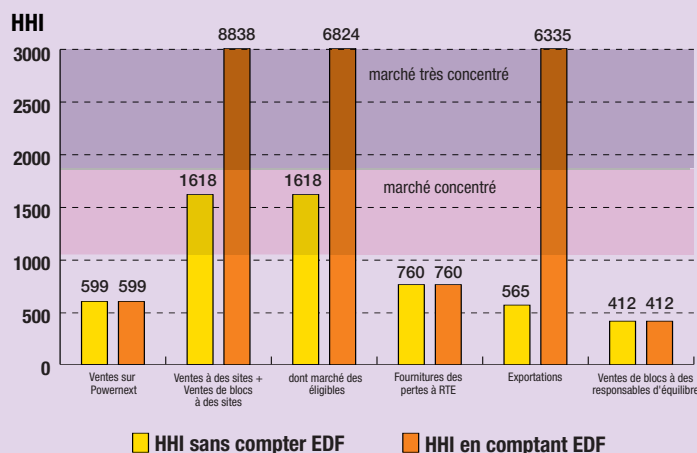
Les figures 16 et 17 donnent les résultats pour le second semestre 2003.

Le marché de la production est, sans surprise, très concentré en France, et sur la plaque continentale européenne, avec EDF, RWE, E.ON, Electrabel et Vattenfall qui contrôlent une grande majorité des moyens de production. Le caractère capitalistique de l'industrie de l'électricité a pour conséquence la présence d'acteurs de taille importante, susceptibles d'avoir des positions dominantes.

La bourse Powernext, le marché bilatéral (OTC), les pertes et les VPP sont des marchés de gros relativement peu concentrés. Enfin, le marché de détail (vente aux consommateurs) est beaucoup plus concentré, même si l'on exclut EDF du calcul.

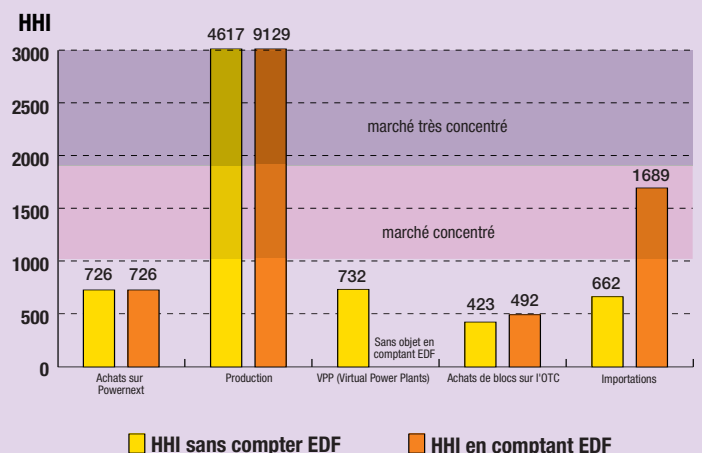
Pour ce qui concerne les importations et exportations, le tableau ne donne qu'une vision partielle. Il faut en fait examiner les résultats frontière par frontière, et non de façon globale. Une analyse frontière par frontière montre que ces segments, relativement étroits, sont assez concentrés au second semestre 2003. Toutefois, les modifications des règles d'attribution de capacités aux frontières allemande, suisse et espagnole, qui ont eu lieu en novembre 2003, ont conduit à augmenter le nombre d'acteurs actifs sur ces frontières.

Figure 16 > Indice de concentration (HHI) sur les marchés électriques français (injections) second semestre 2003, avec et sans EDF



Source : CRE (à partir de données RTE)

Figure 17 > Indice de concentration (HHI) sur les marchés électriques français (soutirage) second semestre 2003, avec et sans EDF



Source : CRE (à partir de données RTE)

2 > Deux grandes enquêtes ont été menées au cours de l'année écoulée

A. Prix aux grands consommateurs

A la suite de la hausse des prix qui leur étaient proposés au cours de l'année 2003, de grands consommateurs, tels que la SNCF et ceux représentés par l'Union des industries utilisatrices d'énergie (Uniden*), ont posé publiquement la question d'une entente, implicite ou explicite, entre les producteurs pour faire monter les prix de gros. La CRE a recueilli des informations afin de juger du caractère anormal ou non de la situation. Certains clients ont insisté sur le fait qu'ils avaient reçu peu d'offres, malgré leurs sollicitations, et que celles-ci étaient très proches les unes des autres. Elle a également obtenu des éléments complémentaires de la part des fournisseurs concernés sur l'élaboration de leurs offres commerciales.

Les informations dont dispose la CRE ne permettent pas, à ce stade, de conclure à l'existence d'une entente entre fournisseurs.

Au demeurant, dans ce nouveau contexte, il semble que certains très grands clients font évoluer leurs modalités d'achat d'électricité, en ayant par exemple recours à des produits standard de marché de gros (blocs de base et de pointe sur diverses maturités) à travers des traders ou avec l'aide de courtiers.

B. Pic de prix du 11 août 2003 sur Powernext

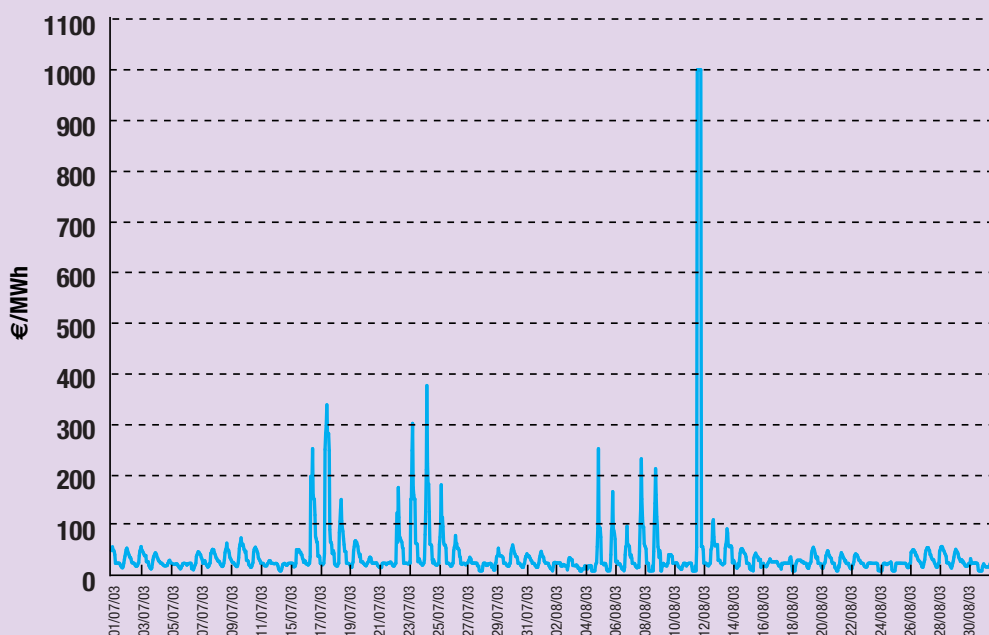
Les pics de prix sur le marché *spot* n'ont rien d'anormal. L'été 2003 et, en particulier, la journée du 11 août 2003, ont toutefois fait apparaître une situation exceptionnelle. C'est pourquoi la CRE a étudié les pics de prix de l'été 2003 en France. Le 11 août les prix ont atteint sur Powernext, le prix record de 1 000 €/MWh, pendant sept heures. La figure 18 illustre l'évolution des prix de Powernext au cours de l'été 2003.

Le seul examen *ex post* des données physiques réalisées (consommation, production, exportations, importations) durant les mois de juillet et d'août 2003 (cf. figures 19 et 20, p. 52) ne permet pas d'expliquer entièrement les pics de prix observés (pas

de pic de consommation ce jour-là ni d'effondrement de la production). Une analyse des réserves disponibles dans le système de l'électricité français révèle des contraintes certaines, mais indique aussi que le système a connu les plus fortes tensions lors de la deuxième quinzaine d'août, alors qu'aucun pic de prix ne s'est produit après le 12 août.

En revanche, les incertitudes sur la disponibilité du parc de production étaient très importantes, notamment en raison des contraintes réglementaires relatives aux rejets des centrales thermiques (nucléaires et classiques) et de la difficulté de prévoir la montée de la température des cours d'eau concernés. La CRE a analysé les données fournies par le producteur EDF sur les centrales qu'il estimait possible de "perdre" du fait de ces contraintes et a constaté que le 11 août correspondait à un risque maximal qui justifiait que des quantités importantes d'électricité soient achetées en prévision d'un éventuel arrêt de plusieurs groupes de production. Les informations recueillies sont donc cohérentes entre elles et ne permettent pas de conclure que les achats d'électricité effectués l'aient été en vue d'une manipulation des cours.

Figure 18 > Prix Powernext, juillet-août 2003



Source : Powernext

3 > Les chantiers à venir

La CRE va intensifier ses activités de surveillance pour faire en sorte que la concurrence s'exerce de façon saine et qu'il n'y ait pas de barrière à l'entrée.

L'ouverture du marché de détail au 1^{er} juillet 2004 fera l'objet d'un suivi et donnera lieu aux adaptations techniques et pratiques nécessaires (procédures de changement de fournisseur, réduction des délais pour l'envoi des données pertinentes aux acteurs, bon fonctionnement des processus et des systèmes d'information des gestionnaires de réseaux).

La surveillance du marché de gros sera renforcée, en particulier sur les risques de manipulation et sur l'adéquation des prix pratiqués au regard de l'équilibre offre-demande et des coûts des énergies primaires.

Des outils d'analyse du fonctionnement du marché de détail, qui devient un marché de masse (positionnement marketing des opérateurs, pratiques commerciales, parts de marché, modes de commercialisation, coûts d'acquisition et de fidélisation de la clientèle) seront développées. Un suivi des consommateurs (réclamations, demandes d'information, enquêtes de satisfaction) sera également mis en place.

Enfin, les contacts avec le Conseil de la concurrence sur tous les sujets qui relèvent de sa compétence, seront approfondis, par exemple sur la définition des marchés pertinents dans le domaine de l'électricité. Ainsi, la CRE pourra déterminer quels sont les points sur lesquels elle doit faire porter plus particulièrement son analyse, afin de prévenir les comportements abusifs et d'examiner dans les plus brefs délais les éventuelles plaintes de consommateurs ou de fournisseurs.

Figure 19 > Consommation et production juillet-août 2003
(valeur entre 11h et 12h)

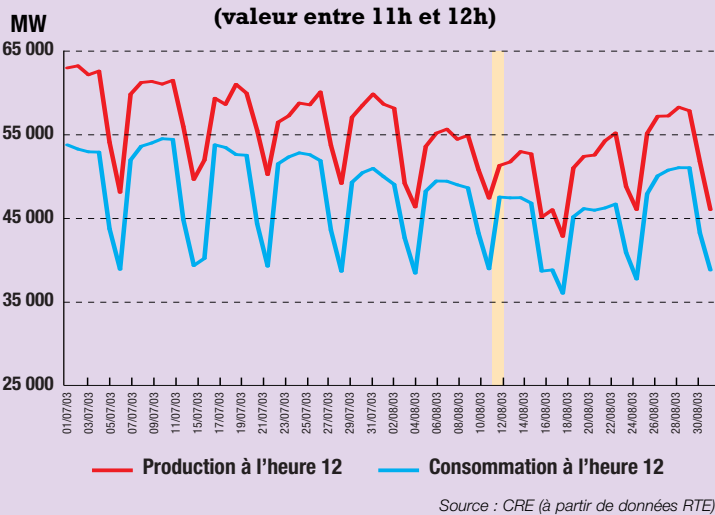
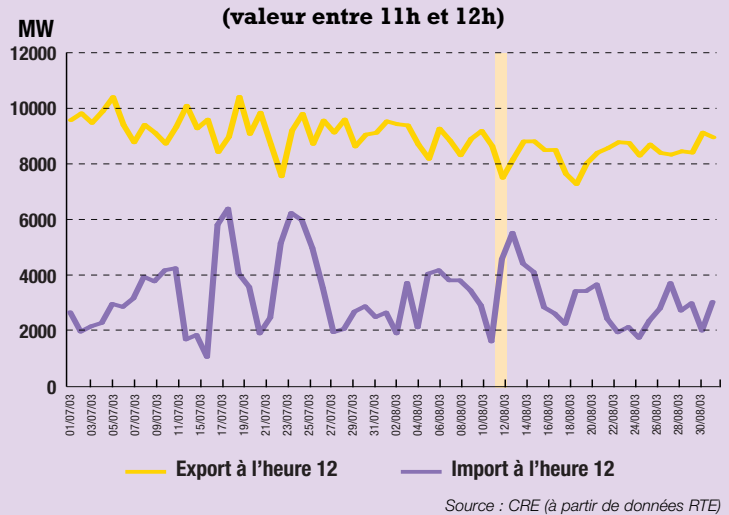


Figure 20 > Importations / Exportations juillet-août 2003
(valeur entre 11h et 12h)



II_La régulation du marché français de l'électricité

1 L'accès aux réseaux publics

1 > Une nouvelle proposition tarifaire de la CRE

Lors de sa première proposition tarifaire adressée au gouvernement en janvier 2002, la CRE avait annoncé qu'elle formulerait une nouvelle proposition dans un délai de douze à dix huit mois après l'entrée en vigueur du premier tarif d'accès aux réseaux publics. Le tarif actuel résultant de cette proposition et promulgué par décret du 19 juillet 2002 est entré en vigueur le 1^{er} novembre de 2002. La CRE proposera au gouvernement, au deuxième semestre 2004, un nouveau tarif d'accès aux réseaux publics. Cette proposition aura pour principaux objectifs :

- de procéder aux adaptations nécessaires du tarif d'accès pour faciliter l'ouverture à la concurrence de la fourniture d'électricité à tous les consommateurs professionnels, le 1^{er} juillet 2004 ;
- de tirer les conséquences sur le niveau des tarifs des audits des comptes d'EDF auxquels la CRE a procédé ;
- de préciser les modalités d'application du tarif.

Cette proposition interviendra selon un calendrier devant permettre au gouvernement de procéder à l'entrée en vigueur du nouveau tarif avant le 1^{er} novembre 2004, premier passage aux tarifs intégrés d'hiver postérieur à l'ouverture à la concurrence de tous les consommateurs professionnels. Elle prendra en compte la réglementation actuellement en vigueur, notamment le cahier des charges du RAG* et le décret du 26 avril 2001. Ces textes seront toutefois susceptibles d'évoluer compte tenu des

règles communautaires qui devront être traduites dans la réglementation nationale.

Les travaux préparatoires de cette nouvelle proposition tarifaire ont été réalisés sur la période couverte par le présent rapport d'activité. Ils ont eu dans un premier temps pour objectif d'améliorer la connaissance de la structure des coûts des gestionnaires de réseau et de réaliser un retour d'expérience sur l'application du premier tarif.

Cette première phase a donné lieu à la rédaction d'un document de synthèse, soumis à consultation publique par la CRE, le 19 février 2004. A l'occasion de cette consultation, la CRE a invité les parties intéressées à formuler des observations, commentaires ou recommandations sur ces principes tarifaires et sur le projet de texte de la proposition, en précisant les conséquences qu'elles en attendraient sur :

- les conditions de la concurrence sur les marchés électriques français et européen ;
- l'évolution à court et moyen terme des coûts de transport et de distribution d'électricité ;
- l'adéquation des recettes des gestionnaires des réseaux publics à leurs charges ;
- l'incitation aux gains de productivité des gestionnaires des réseaux publics.

La consultation a rencontré un vif intérêt des parties prenantes, puisque quarante-cinq contributions sont parvenues à la commission, dont trois présentées par des gestionnaires de réseaux, seize par des consommateurs, cinq par des producteurs, trois par des fournisseurs et deux par des consultants. La CRE a également organisé une table ronde des parties prenantes, le 8 avril 2004, et publié la synthèse des contributions reçues.

La CRE proposera au gouvernement, au deuxième semestre 2004, un nouveau tarif d'accès aux réseaux publics

La CRE prépare une proposition au gouvernement, fondée, en ce qui concerne la structure et le niveau tarifaire, sur les caractéristiques suivantes :

A. Structure tarifaire

a. TIMBRE - POSTE

Le principe de tarification dit "*timbre-poste*", indépendant de la localisation respective des injections et des soutirages nécessaires à une transaction, a été adopté, notamment, dans l'ensemble des pays de la plaque continentale européenne, conformément au paragraphe 1 de l'article 4 du règlement européen du 26 juin 2003.

Timbre d'injection : d'un niveau modéré, il vise à recouvrer le montant de la contribution française au dispositif de compensation entre les gestionnaires de réseaux de transports européens (fonds ETSO*), dans les mêmes conditions que celles du tarif actuel. Cette proposition est conforme à la pratique tarifaire dans tous les pays européens de la plaque continentale, qui réalisent un volume significatif d'exportations (Allemagne, Belgique, Autriche, Danemark). En l'absence d'une règle commune européenne relative à la fixation du timbre d'injection, la proposition permet de ne pas fausser le jeu de la concurrence entre les producteurs à l'échelle européenne.

Timbre de soutirage : comme pour le tarif actuellement en vigueur, le tarif de base serait identique quelle que soit la période de l'année. Cette solution diffère de celle adoptée par le passé par EDF pour son tarif intégré qui tenait compte des variations temporelles des coûts de production qui sont largement prépondérants dans les coûts à

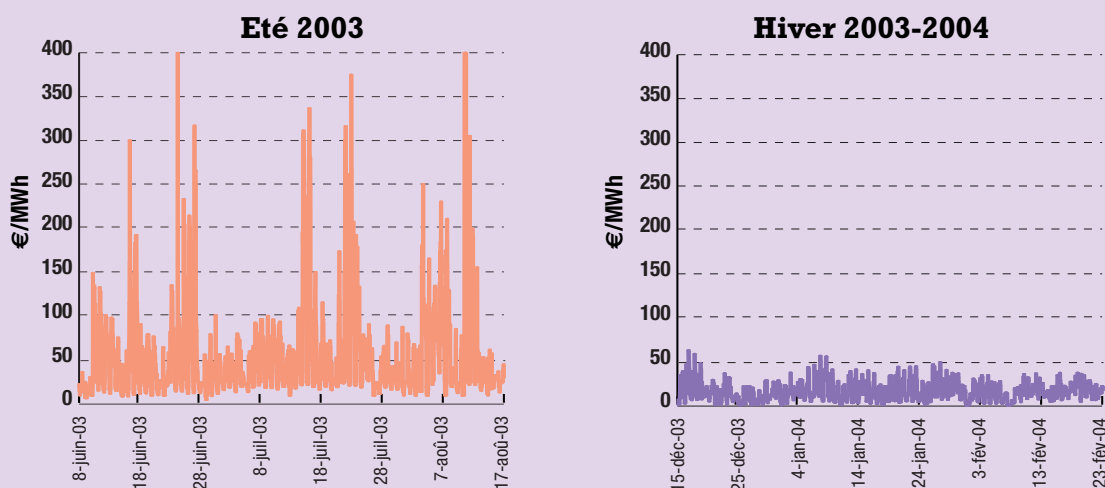
couvrir par les clients raccordés au réseau d'alimentation générale. Selon EDF, des variations temporelles des tarifs étaient également justifiées par le coût des investissements devant être consentis sur les réseaux électriques afin d'acheminer l'énergie appelée par les clients.

Tarifs à différenciation temporelle : un menu de tarifs optionnels à différenciation temporelle devrait être reconduit en vue de permettre une évolution progressive de la contribution au recouvrement des coûts de réseau des utilisateurs connectés en HTA* ayant de faibles taux d'utilisation annuels et d'utilisateurs connectés en BT*.

b. FACTURATION DES COÛTS DE GESTION ET DES COÛTS DE COMPTAGE

Les coûts de comptage électrique seront recouverts par une composante du tarif indépendante de l'énergie mesurée. Ces coûts sont en effet des coûts fixes, indépendants des flux physiques engendrés par chaque utilisateur. Les coûts de gestion et de comptage d'énergie engendrés par un utilisateur sont essentiellement fonction des matériels mis en place chez l'utilisateur et des mécanismes de gestion de son contrat d'accès au réseau. Compte tenu de l'éligibilité de tous les professionnels, le 1^{er} juillet 2004, cette disposition permettra aux consommateurs ou à leurs fournisseurs de demander, si nécessaire, que soient installés des dispositifs de comptage disposant de fonctions permettant à la fois le calcul des factures d'accès au réseau conformément à une tarification réglementée et celle des factures d'énergie selon des modalités dépendant des accords commerciaux entre fournisseurs et consommateurs.

Figure 21 > Prix des écarts négatifs



Source : RTE

c. DISPOSITIFS TARIFAIRES

Afin de faciliter la mise en œuvre du tarif, les modalités d'application suivantes seront précisées :

- regroupement conventionnel des points de connexion ;
- facturation des parties dédiées des ouvrages de raccordement* ;
- utilisations ponctuelles ;
- dispositifs concernant les gestionnaires de réseaux publics de distribution, en application du décret du 26 avril 2001 et du cahier des charges du RAG.

B. Niveau tarifaire

Pour cette nouvelle proposition de tarifs d'utilisation des réseaux électriques, une nouvelle approche est envisagée afin de couvrir les charges d'exploitation, telles qu'elles ressortent de la comptabilité auditée des opérateurs et de rémunérer les capitaux investis :

- la rémunération des capitaux : les charges de capital couvertes par le tarif ont deux composantes, d'une part, les amortissements comptables des actifs, calculés en mode linéaire, d'autre part, la rémunération des capitaux, calculée à partir d'une assiette constituée de la valeur nette comptable des actifs nets immobilisés (dont sont déduits les financements des collectivités concédantes) et du besoin en fonds de roulement. Le taux nominal appliqué à cette assiette, actuellement fixé à 6,5 % dans le premier tarif, sera réexaminé.
- Pour le tarif de distribution, l'assiette des actifs immobilisés devra tenir compte du montant total des financements apportés par les collectivités concédantes ;

- les charges d'exploitation : elles sont estimées pour la période 2004-2006 à partir des données comptables et de prévisions des consommations d'énergie et des coûts d'exploitation intégrant des objectifs de gains de productivité des gestionnaires de réseaux.

2>Un an de fonctionnement satisfaisant du mécanisme d'ajustement

En application de la délibération de la CRE du 23 janvier 2003, RTE a mis en œuvre, le 1^{er} avril 2003, un mécanisme de marché pour la gestion de l'équilibre du réseau en temps réel et la résorption des contraintes techniques d'exploitation en temps réel de son réseau non couvertes par les services système*. Un bilan du fonctionnement de ce mécanisme a été dressé en juin 2004 par la CRE, après une audition de l'ensemble des parties prenantes.

A. Facturation des écarts

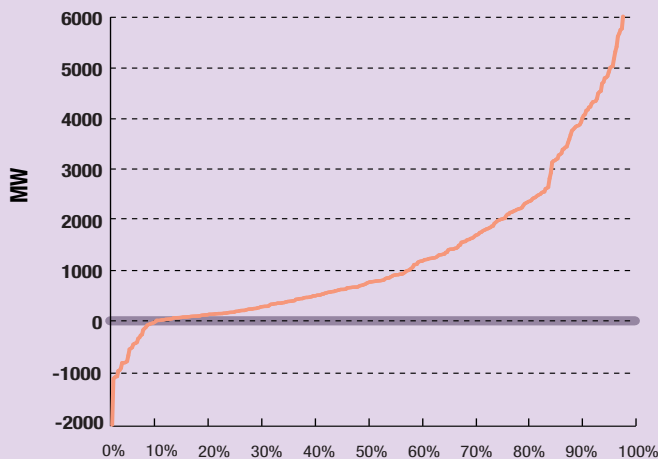
La facturation des écarts des responsables d'équilibre, c'est-à-dire des écarts entre les injections et les soutirages au sein de leurs périmètres respectifs, a été affectée par des pointes de prix très importantes pendant l'été 2003 (cf figure 21, p. 54). Celles-ci sont le reflet de la réduction des marges de production du système électrique dans son ensemble. Les événements à l'origine de cette réduction des marges sont la très faible hydraullicité de l'année, qui a limité les possibilités de recours au parc hydraulique, et la canicule, qui a eu pour effet de restreindre la capacité de production de certaines centrales thermiques en raison de l'élévation de la température des cours d'eau assurant leur refroidissement.

Pendant cette période, les règles de facturation adoptée par RTE ont contribué à la sécurité du système. En effet, elles ont incité les responsables d'équilibre à adopter des positions longues, favorables à la constitution de réserves à court terme sur le système électrique. En revanche, ce dispositif a eu pour effet que le prix des écarts a reflété pendant des durées journalières relativement longues (8 heures) les prix les plus élevés atteints pendant de courtes périodes sur le marché organisé Powernext. Cet inconvénient sera progressivement supprimé par l'augmentation du nombre de plages de prix des offres d'ajustement, qui réduira la durée d'application des prix de pointe.

B. Marges et sécurité d'exploitation

Le mécanisme d'ajustement, qui a globalement bien fonctionné, a cependant connu pendant la période de démarrage des tensions sur l'équilibre production-consommation. En effet, l'exploitation du mécanisme a connu de nombreuses alertes pour marge insuffisante, voire des passages en mode dégradé, sans justification réelle. L'analyse a posteriori de ces événements a montré qu'ils ne résultaient pas de pénuries physiques mais de rigidités dans les procédures de sélection et d'appels d'offres conduisant à l'exclusion de capacités physiques disponibles du périmètre de fonctionnement du mécanisme (cf. figure 22). La CRE a demandé à RTE de proposer des procédures permettant d'avoir accès à une plus grande quantité de moyens d'ajustement en mode normal, de manière à réduire la probabilité de ces alertes et régimes dégradés : prise en compte des spécificités de certaines centrales hydrauliques de pompage et turbinage, facilité d'importation à très court terme.

Figure 22 > Excès de marge par rapport au niveau requis pour passer la pointe du matin (vision J-1)⁽¹⁾



(1) Période d'analyse : 1^{er} avril 2003 – 23 mars 2004 Source : CRE

C. Développement de la concurrence

Différents producteurs interviennent désormais régulièrement dans le mécanisme d'ajustement. Il s'agit là d'un résultat positif de la mise en œuvre de ce mécanisme. Toutefois le volume fourni par les concurrents d'EDF est encore faible. Ceci s'explique par l'expérience accumulée par EDF pendant la période du monopole verticalement intégré et par le fait que la concurrence se développe surtout pour l'ajustement à la hausse, notamment pour des prix supérieurs à 40 €/MWh (cf. figures 23 et 24).

La sûreté d'exploitation du réseau et la maîtrise des coûts de l'énergie d'ajustement seront améliorées par l'accroissement du nombre de participants, notamment étrangers, au mécanisme. Le dispositif actuel permet formellement la participation de producteurs, consommateurs et acteurs étrangers. Dans la pratique, seuls des acteurs suisses ont pu avoir accès au dispositif dès le démarrage, ce qui a néanmoins constitué un facteur positif de développement de la concurrence.

Il est indispensable que RTE continue à faciliter l'accès des acteurs des pays voisins au mécanisme d'ajustement et au service international d'échange de blocs en infra-journalier. Au Royaume-Uni, tout acteur ayant acquis de la capacité sur l'interconnecteur IFA* pourra prochainement soumettre à RTE une offre d'ajustement, qui pourra ensuite être appelée avant la clôture du guichet infra-journalier correspondant. Par ailleurs, un nombre croissant de

consommateurs participe au mécanisme, mais, compte tenu des prix qu'ils proposent, leurs offres ne sont que rarement appelées par RTE.

D. Gestion des réserves

Avant l'hiver 2003-2004, RTE et EDF ont indiqué à la CRE que le fonctionnement actuel du mécanisme d'ajustement ne requerrait pas de modification à court terme des règles entrées en vigueur le 1^{er} avril 2003.

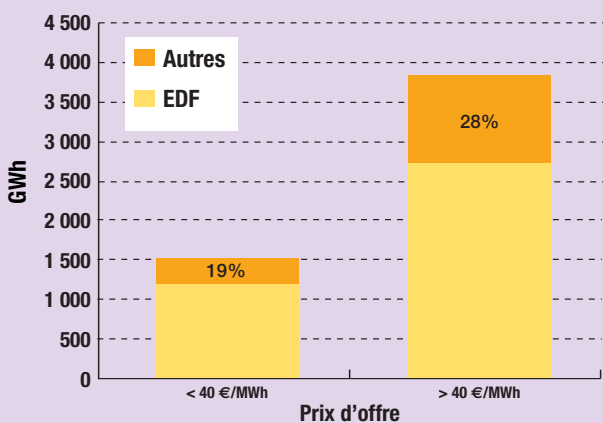
Deux questions fondamentales pour la sécurité d'exploitation du système doivent maintenant être traitées : d'une part, le contrôle exercé par RTE sur l'adéquation des réserves accessibles aux besoins d'ajustement du réseau français et, d'autre part, l'incitation des responsables d'équilibre à présenter des programmes de fourniture et d'approvisionnement équilibrés. Dans sa délibération du 18 novembre 2003, la CRE a demandé que, en liaison avec les acteurs des marchés d'électricité français et étrangers, RTE lui présente, dans le courant de l'année 2004, des propositions d'amélioration des règles actuelles du mécanisme d'ajustement.

E. Evolutions du mécanisme d'ajustement

En application de l'article 15 de la loi du 10 février 2000 modifiée, RTE a soumis le 24 mai 2004 à l'approbation de la CRE une proposition de Règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au recouvrement des charges d'ajuste-

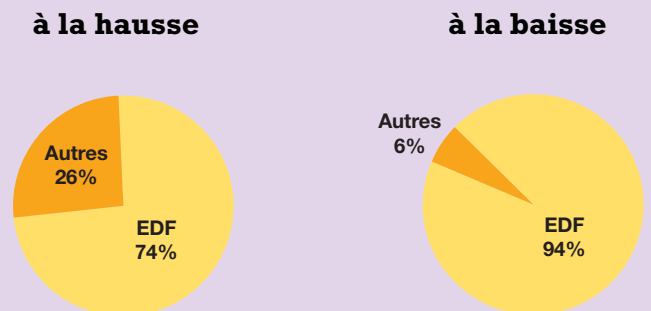
Un utilisateur doit pouvoir assurer lui-même la fourniture de son compte, selon un référentiel établi par le gestionnaire de réseau

Figure 23 > Concurrence en fonction du prix d'offre



Source : CRE

Figure 24 > Part des concurrents d'EDF dans la fourniture d'ajustement (avril 2003 - janvier 2004)



Source : CRE

ment (ci-après, les Règles) en remplacement des dispositions en vigueur depuis le 1^{er} avril 2003.

La CRE a approuvé les propositions établies par RTE après concertation avec les acteurs de l'ajustement et décrites dans la proposition de Règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au recouvrement des charges d'ajustement qui lui a été soumise le 24 mai 2004. Une telle approbation ne saurait toutefois exonérer RTE des obligations qui découlent de l'article 15 de la loi du 10 février 2000 modifiée et notamment de ses paragraphes II et III.

Par ailleurs, compte tenu des informations qui lui ont été apportées lors de l'audition organisée le 3 juin 2004, la CRE a décidé ce qui suit.

a AUGMENTATION DU NOMBRE DE GUICHETS

Pour la mise en place d'un plus grand nombre de guichets applicables à la programmation et au mécanisme d'ajustement, RTE devra veiller à la cohérence de tous les dispositifs permettant aux responsables d'équilibre de mettre à jour leurs positions, notamment en mettant également en place le même nombre de guichets pour la notification d'échanges de blocs et les échanges aux interconnexions.

b ACCÈS AU MÉCANISME D'AJUSTEMENT

• Acteurs étrangers

L'ouverture du mécanisme d'ajustement aux acteurs espagnols et anglais devra être effective avant le 1^{er} novembre 2004. Pour les interconnexions avec la Belgique, l'Italie et l'Allemagne, RTE devra s'efforcer avec les gestionnaires des réseaux de transport concernés de rendre cette ouverture effective courant 2005.

• Sites de production et de consommation raccordés aux réseaux de distribution

Afin de développer la concurrence entre fournisseurs d'énergie d'ajustement et d'ouvrir l'accès à des volumes supplémentaires de réserves permettant d'améliorer la sûreté d'exploitation du système, RTE devra convenir avec les gestionnaires de réseaux de distribution de protocoles techniques permettant l'accès au dispositif des sites de production et de consommation raccordés aux réseaux de distribution avant le 1^{er} janvier 2005.

c MODALITÉS DE RÈGLEMENT DES ÉCARTS - RÉVISION DU FACTEUR K

Compte tenu de ce que la valeur du facteur K doit être fixée pour assurer l'équilibre du compte ajustements-écarts et qu'elle doit donc évoluer en fonction des conditions d'exploitation du système par RTE, des écarts des responsables d'équilibre et de la nature et du prix des offres d'ajustement qui lui sont soumis, RTE devra ramener la valeur du facteur K de 0,20 à 0,18 à partir du 1^{er} juillet 2004.

d RECOUVREMENT DES CHARGES DE LA CONTRACTUALISATION DES RÉSERVES RAPIDES

RTE devra présenter à la CRE avant le 1^{er} novembre 2004 des propositions d'évolution de la méthode de recouvrement de ce coût, après concertation avec les acteurs concernés.

e TRANSPARENCE DU MÉCANISME D'AJUSTEMENT

Compte tenu du retour de l'expérience d'exploitation du mécanisme d'ajustement pendant plus d'un an et des observations formulées par les participants à ce mécanisme, RTE devra notamment procéder avant le 1^{er} novembre 2004 aux publications suivantes :

- volume d'énergie activé à la hausse et à la baisse par pas demi-horaire pour les différents motifs d'action de façon concomitante avec les indicateurs de tendance et de prix de l'ajustement ;
- synthèse mensuelle du compte ajustements-écarts selon un format prédéfini ;
- synthèse des caractéristiques des offres activées (délai de mobilisation, durée de l'offre...).

3 > Le nouveau cahier des charges sur le comptage électrique

En application des articles 15-IV et 19-III de la loi du 10 février 2000, les gestionnaires de réseaux publics d'électricité doivent procéder aux comptages nécessaires à l'exercice de leurs missions. Ces comptages sont nécessaires à la facturation de la fourniture d'énergie, à la facturation du tarif d'utilisation des réseaux publics et à la reconstitution des flux.

Avec l'ouverture croissante du marché de l'électricité, les règles relatives au comptage électrique doivent être adaptées. La CRE a

organisé une consultation informelle des différents acteurs sur la base d'un projet de texte destiné à remplacer le cahier des charges mentionné dans sa communication du 5 juillet 2001. Cette consultation a permis de mettre en évidence les principaux souhaits :

- pouvoir utiliser un compteur librement choisi ;
- encourager le déploiement des compteurs compatibles avec les nouvelles missions des gestionnaires de réseaux publics ;
- concilier l'accès direct aux données brutes de comptage demandé par les utilisateurs et l'accès privilégié dont doivent bénéficier les gestionnaires de réseaux publics pour remplir leurs missions ;
- faire évoluer la relève des comptages vers des systèmes de télécommunication standardisés et utilisant des technologies modernes et peu coûteuses.

La CRE a établi des prescriptions techniques générales et fonctionnelles. Sa communication du 29 janvier 2004 et le nouveau cahier des charges qui y est annexé précisent ou rappellent les principes suivants :

- **sur les différents types d'utilisateurs et les comptages à associer** : le cahier des charges du comptage décrit les différents seuils de tension et de puissance souscrite qui déterminent les données à mesurer et à enregistrer pour assurer une gestion efficace des contrats d'accès aux réseaux et des contrats de fourniture ;
- **sur la propriété des compteurs** : un utilisateur doit pouvoir assurer lui-même la fourniture de son compteur, selon un référentiel établi par le gestionnaire de réseau. Les prescriptions de ce référentiel doivent reposer sur une obligation de résultat et non de moyen ;
- **sur l'évolution des systèmes de comptage installés** : pour tenir compte de l'avance prise dans ce domaine par plusieurs pays européens, les utilisateurs ayant souscrit une puissance supérieure à 100 kVA doivent être progressivement équipés de compteurs à courbe de charge télérelevée. Cette disposition sera intégrée au tarif d'utilisation des réseaux publics, de telle manière qu'un utilisateur ayant souscrit une puissance inférieure puisse opter pour un tel système de comptage ;

L'établissement d'un marché intérieur de l'électricité au sein de l'Union européenne requiert une coopération approfondie des régulateurs entre eux ainsi qu'avec la Commission européenne

- **sur l'accès aux données de comptage** : les données de comptage utilisées par les différents acteurs doivent provenir d'une source unique pour réduire l'occurrence de contentieux. Le cahier des charges du comptage précise que le gestionnaire de réseau public, l'utilisateur, ainsi que tous les tiers expressément autorisés par ce dernier, ont un accès privilégié aux données primaires enregistrées et traitées par les appareils de comptage. Par ailleurs, le cahier des charges du comptage décrit la fréquence minimale et les délais maximaux de transmission à l'utilisateur des données de comptage validées. Cette dernière prestation est intégrée au tarif d'utilisation des réseaux publics. Lorsque le gestionnaire de réseau public dispose d'un historique de données de comptage pour un site, il doit les mettre à disposition de l'utilisateur qui le demande, en particulier lorsque celui-ci veut faire jouer son éligibilité. Tout comportement contraire d'un gestionnaire de réseau serait susceptible de constituer une entrave à l'établissement d'une saine concurrence entre les fournisseurs ;
- **sur les interfaces de transmission des données de comptage** : le cahier des charges du comptage demande l'installation de deux interfaces de communication des données, lorsque celles-ci peuvent faire l'objet d'une relève électronique : une interface est réservée au gestionnaire de réseau public et l'autre, à l'utilisateur. Le système de communication utilisé doit être mis en place par l'utilisateur, selon les prescriptions du gestionnaire de réseau public qui doit utiliser les technologies modernes, normalisées et bon marché ;
- **sur la correction des données de comptage** : les principes de correction des données de comptage en cas de défaillance du système de comptage (interpolation, recopie de période antérieure similaire, usage de comptages

redondants, programmes de fonctionnement des installations, etc.) doivent être objectifs et transparents. L'utilisateur doit être informé des corrections effectuées et de leurs motivations. Les modalités de correction des données de comptage pour tenir compte, le cas échéant, des pertes occasionnées par les installations de réseau situées entre le point de comptage* et le point de livraison doivent présenter les mêmes qualités de transparence et de pertinence.

4 > L'évolution des principes de facturation des raccordements des utilisateurs aux réseaux publics

Les articles 49 à 53 et 61 de la loi du 2 juillet 2003, relative à l'urbanisme et l'habitat, dite "loi UH", fixent un nouveau cadre juridique dans lequel doit être facturé le raccordement aux réseaux électriques de nouveaux utilisateurs. Lorsque le branchement sur un réseau public d'une opération de construction nécessite une extension de ce réseau, le maître d'ouvrage des travaux d'extension peut recevoir de la collectivité locale compétente en matière d'urbanisme, une contribution au financement de cette extension. Dans cette hypothèse, la collectivité peut répercuter sur ses administrés tout ou partie de la contribution, au moyen des participations d'urbanisme prévues par le code de l'urbanisme, notamment la participation voies et réseaux (PVR) instituée par la loi UH.

Lorsque le raccordement a lieu à l'occasion de la délivrance d'un permis de construire, l'application des règles de financement des raccordements résultant de la législation en vigueur conduit à respecter les principes suivants :

- les équipements propres doivent être mis à la charge du constructeur (ou du pétitionnaire), sur la base du coût réel ;
- des barèmes de prix peuvent être établis par les gestionnaires de réseaux afin de

facturer notamment ces équipements à un prix aussi proche que possible de leur coût réel ;

- les équipements publics peuvent être mis, totalement ou partiellement, à la charge du pétitionnaire, par la collectivité locale compétente en matière d'urbanisme ;
- le coût du renforcement du réseau qui correspond à un équipement public, est couvert par le tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité ; il ne doit donc pas être facturé par le gestionnaire dudit réseau (décret du 26 avril 2001).

L'article 61 de la loi UH (modifiant les articles 4 et 18 de la loi du 10 février 2000) prévoit ainsi pour les réseaux de distribution que :

- les tarifs d'utilisation des réseaux couvrent notamment une partie des coûts de raccordement, le solde non couvert par les tarifs faisant l'objet d'une contribution versée au maître d'ouvrage du raccordement ;
- cette contribution peut être calculée sur la base de barèmes ;
- ces barèmes sont fixés suivant des principes arrêtés conjointement par les ministres de l'Economie et de l'Industrie après consultation des organisations représentatives des collectivités organisatrices (FNCCR) et avis de la CRE ;
- les contrats de concession de distribution publique d'électricité et les règlements de service des régies sont mis en conformité avec l'arrêté interministériel dans un délai de six mois.

Dans le cas des réseaux de transport, il résulte de l'article 61 de la loi UH (modifiant l'article 14 de la loi du 10 février 2000) que le demandeur d'un raccordement est débiteur d'une contribution qui peut être calculée sur la base de barèmes fixés suivant des principes arrêtés conjointement par les ministres de l'Economie et de l'Industrie sur proposition de la CRE.

La CRE veillera à ce que les gestionnaires de réseaux ne reçoivent pas un montant

supérieur au coût de réalisation des équipements nécessaires aux raccordements aux réseaux, par la mise en œuvre combinée du tarif d'utilisation des réseaux publics, de la fiscalité de l'urbanisme et de la facturation directe au demandeur du raccordement.

5 > La CRE : un membre actif au sein du Conseil Européen des Régulateurs de l'Energie

L'établissement d'un marché intérieur de l'électricité au sein de l'Union européenne requiert une coopération approfondie des régulateurs entre eux ainsi qu'avec la Commission européenne afin de promouvoir l'harmonisation des règles techniques et de procédures, qui constituent des entraves aux échanges transfrontaliers d'énergie. Les régulateurs spécialisés des États membres de l'Union se sont regroupés au sein du CEER. La CRE a été désignée pour animer l'instance technique chargée d'étudier et de proposer l'harmonisation des tarifs d'utilisation des réseaux de transport européens. Ces travaux ont notamment porté sur les thèmes suivants :

- comparaison des coûts des réseaux couverts par les tarifs de transport dans les différents pays européens (domaines de tension exploités par les gestionnaires de réseaux de transport, couverture du coût des pertes, des services systèmes, rémunérations des actifs, ...) ;
- état des lieux des principes de facturation des nouveaux raccordements (*deep cost** ou *shallow cost**) ;
- évaluation du besoin en matière de signaux tarifaires destinés à inciter les

producteurs à localiser la production de manière efficace sur le continent, compte tenu des contraintes et du coût des réseaux ;

- comparaison de modèles de tarifications destinés à délivrer des signaux de long terme des producteurs en Europe ;
- structure et niveau des timbres d'injection facturés aux producteurs dans les différents pays européens.

Compte tenu du risque de distorsion de la concurrence entre producteurs que pourrait entraîner un choix inapproprié de timbres d'injection dans les différents pays européens, l'assemblée générale du CEER a adopté le 2 mars 2004 une recommandation destinée à la Commission européenne. Le CEER estime que, pour réduire ce risque de distorsion, les timbres-poste d'injection ne devraient être fonction que de l'énergie injectée et leurs montants devraient être suffisamment faibles pour ne pas modifier substantiellement l'ordre de préséance économique des moyens de production sur le marché considéré.

La CRE intervient également activement sur l'intégration des mécanismes d'ajustement au niveau européen au sein du groupe de travail du CEER dédié à cette question. Ce groupe est en charge de la définition des objectifs communs et des grandes lignes d'action. Les limites et incompatibilités entre dispositifs sont analysées, dans le but de formuler des propositions communes des régulateurs pour la mise en œuvre d'échanges transfrontaliers d'énergie d'ajustement.



Centre National d'Exploitation du Système (CNES) à Saint-Denis

2 Les échanges transfrontaliers

1 > Pas de marché européen sans renforcement des interconnexions

La quasi-totalité des infrastructures de transport d'électricité ont été construites avant la directive européenne de 1996, dans le contexte des monopoles intégrés. Elles ont donc été dimensionnées pour assurer en priorité le secours mutuel des sociétés d'électricité et permettre l'exécution de contrats conclus à long terme. Elles ne sont généralement pas adaptées pour faire face à l'augmentation des échanges transfrontaliers d'énergie électrique, qui découle de la réalisation du marché unique. Les capacités actuelles (cf. figure 25, p.61) sont en effet très éloignées des recommandations émises par le Conseil européen des chefs d'Etat et de gouvernement de Barcelone en 2002, qui avait décidé que le niveau d'interconnexion des réseaux d'électricité entre Etats membres devait atteindre, d'ici 2005, au moins 10 % de leur capacité de production installée.

A l'occasion de ses différentes délibérations relatives au programme d'investissement du réseau de transport, la CRE a demandé à RTE d'engager rapidement les renforcements d'infrastructure nécessaires, en priorité dans les zones où n'existe aucune difficulté technique particulière liée à la topographie des zones frontalières (cf. figure 26, p. 61).

A. Depuis la mise en service de la nouvelle liaison de 400 kV "Vigy - Uchtelfangen", la capacité des lignes entre la France et l'Allemagne ne contraint plus les échanges

La mise en service en novembre 2002 d'une nouvelle liaison à 400 kV entre la France et l'Allemagne (Vigy-Uchtelfangen), en remplacement d'une liaison ancienne devenue insuffisante, a permis d'augmenter de 1.000 MW la capacité d'échange entre les deux pays. Il a, par ailleurs, permis une diminution des surcoûts de congestion vers le nord de l'Europe (l'axe Vigy-Uchtelfangen avait été congestionné 25 jours en 2002, avant la mise en service de cette nouvelle liaison). Depuis la reconstruction de cet ouvrage sur 30 km, représentant pour RTE

un coût de 28 M€, les lignes entre la France et l'Allemagne ne contraignent plus les échanges en Europe.

Cet investissement a contribué à l'amélioration de la sûreté du système électrique européen, en accroissant les capacités d'échanges non seulement avec l'Allemagne, mais aussi la Belgique, la Suisse et l'Italie. Toutefois, les principales limites aux échanges d'électricité entre la France et les autres pays de la plaque continentale proviennent maintenant de l'insuffisance des interconnexions avec la Belgique et des contraintes sur le réseau français dans la vallée du Rhône et dans les Alpes.

B. La réalisation de renforcements sur la frontière France-Belgique (Avelin-Avelgem) progresse

Le développement des capacités d'échanges entre la France et la Belgique revêt un caractère prioritaire pour faciliter les échanges sur la plaque continentale (Allemagne, Autriche, Benelux, France). Les travaux, qui portent sur des ouvrages de faible longueur (10 à 20 km), ont pour objectif, d'ici 2006, d'augmenter de plus de 2 000 MW la capacité d'échanges entre les deux pays. Cette capacité sera alors le double de ce qu'elle est aujourd'hui.

La première partie des études, portant sur l'analyse de la situation en hiver, a conduit à engager les travaux de doublement de l'axe Avelin-Avelgem, et à l'installation d'un second groupe de conducteurs pour le transport de courant triphasé à 400 kV, pour un coût estimé par RTE à 13 M€. Ce projet est entré dans sa phase opérationnelle et devrait s'achever à la fin de l'année 2005.

Ces travaux associés à un renforcement, toujours à l'étude, des capacités de transformation (renforcement de la transformation 400/225 kV du poste Mazure), pourraient permettre de porter les flux contractuels de la France vers la Belgique à 3 400 MW en hiver, contre 2 250 MW aujourd'hui.

Une deuxième série d'études, portant sur une analyse de la situation en été, a permis de vérifier l'intérêt pour la réalisation d'une ligne double 400 kV, sur l'axe Moulaine-Aubange, pour un coût, estimé par RTE, à environ 21 M€.

Les interconnexions ont été dimensionnées pour assurer en priorité le secours mutuel des sociétés d'électricité et permettre l'exécution de contrats à long terme. Elles ne sont généralement pas adaptées pour faire face à l'augmentation des échanges transfrontaliers d'énergie électrique, qui découle de la réalisation du marché unique

C. Espagne : une meilleure intégration de l'Espagne au marché intérieur de l'électricité nécessite la création de la ligne à 400kV "la Gaudière-Baixas-Bescano"

Les gestionnaires de réseaux français et espagnol se sont fixés un premier objectif de capacité commerciale d'interconnexion entre les deux pays d'au moins 2 600 MW, contre actuellement 1 400 MW en hiver et 1 200 MW en été. Les capacités actuelles sont en effet très éloignées des recommandations émises par le Conseil européen au sommet de Barcelone.

A cet effet, RTE et Red Electrica de Espana (REE*) travaillent sur un projet qui comporte :

- des travaux de renforcement sur la liaison déjà existante La Gaudière-Baixas, sur 70 km côté français, et 40 km côté espagnol ;
- la construction d'un nouvel axe 400 kV entre Baixas et Bescano ;
- la création d'une sous-station destinée à alimenter la future ligne TGV.

Le coût de l'opération est actuellement estimé à 136 M€ pour RTE. Le débat public sur ce projet, qui s'est déroulé de mars à juin 2003, n'a toutefois pas permis d'aboutir à un consensus, notamment en ce qui concerne le tracé de la ligne.

RTE et REE ont donc repris les études, pour proposer des options complémentaires en vue d'une nouvelle concertation. La mise en service du nouvel axe est prévue

pour la fin de l'année 2006 ou le début de l'année 2007.

Par ailleurs, en application des demandes formulées par les gouvernements français et espagnol lors du sommet du 11 octobre 2001, RTE et REE étudient les solutions permettant d'atteindre une capacité d'interconnexion à moyen terme de 4 000 MW.

D. Italie : projets de lignes privées

Les capacités d'échanges entre l'Italie et la France sont actuellement de 2 650 MW. L'année 2003 a été marquée par le lancement en Italie d'une procédure permettant d'accroître les capacités d'importation de l'Italie en ayant recours à des financements privés. En contrepartie de leur investissement, 80 % de la capacité d'interconnexion ainsi créée serait attribuée de façon exclusive aux investisseurs pendant dix ans. Le gestionnaire du réseau de transport italien a publié la liste des projets présélectionnés à l'issue d'une première phase. Trois de ces projets concernent la frontière franco-italienne :

- la liaison à courant continu entre Grandelle et Piosasco, d'une capacité de 1 000 MW qui utiliserait les infrastructures du tunnel du Fréjus ;
- deux liaisons à 132/150 kV entre Briançon et Oulx et entre Villarodin et Bardonecchia, d'une puissance attendue de 60 à 100 MW.

Du côté français, le débat public qui s'est

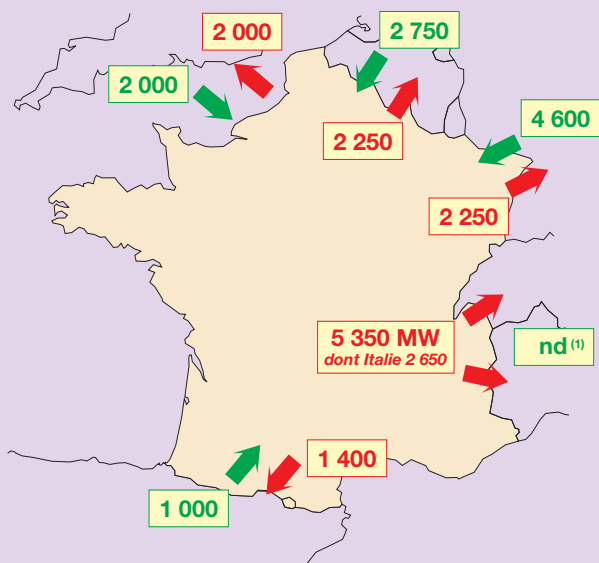
tenu au début de l'année 2003 a permis de faire progresser le projet de renforcement de la liaison électrique entre Lyon et Chambéry, nécessaire à une augmentation des capacités entre la France et l'Italie. Le fuseau de moindre impact* a été validé et le dossier de déclaration d'utilité publique (DUP) a été déposé par RTE le 2 juin 2004.

2>Le bilan des dysfonctionnements constatés sur les réseaux européens

Trois coupures à grande échelle de l'alimentation en électricité (*black-out*), ont eu lieu au cours des mois d'août et septembre 2003 sur des réseaux électriques européens. Ils ont concerné la ville de Londres, les régions du sud de la Scandinavie, ainsi que l'Italie.

Contrairement à ce qui s'est passé en Californie en 2000 et 2001 (cf. page 64), ces événements ont des causes essentiellement techniques, de même nature que celles d'événements antérieurs à l'entrée en vigueur de la directive européenne de 1996. L'analyse de ces événements révèle en effet l'existence de défaillances humaines ou matérielles résultant soit de l'inadéquation de règles techniques d'exploitation ou de conception, soit de la violation de ces règles. Le processus d'ouverture à la concurrence des marchés européens de l'électricité, qui a jusqu'à présent principalement entraîné un accroissement modéré

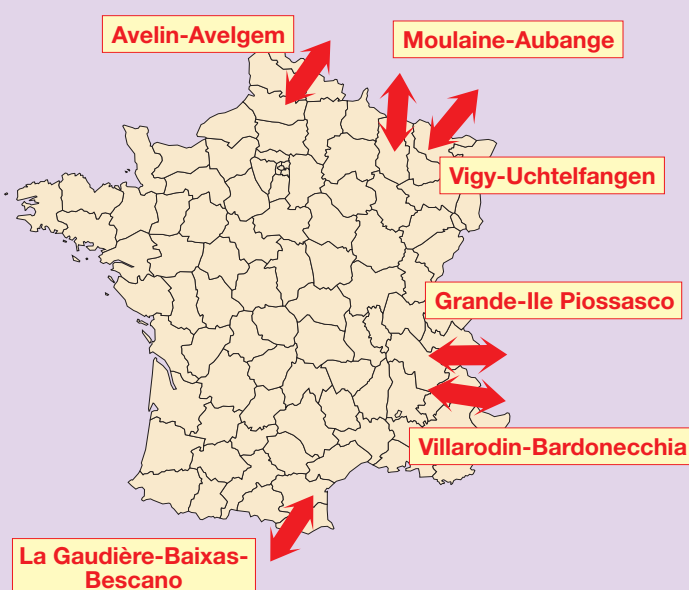
Figure 25 > Interconnexions : NTC hiver 2003 - 2004 en MW



(1) non défini ou pas de limite réaliste

Source : ETSO

Figure 26 > Interconnexions : projets et réalisations récentes



Source : CRE

Les *black-out* de l'été 2003 montrent qu'une organisation cohérente du secteur de l'électricité au sein de chaque pays et entre les pays de chaque réseau interconnecté est nécessaire à la sûreté d'exploitation des réseaux

des flux transfrontaliers, ne peut être à l'origine de défaillances techniques de cette nature. Au surplus, le plus important des événements survenus en Europe trouve son origine en Suisse, qui est le seul pays de la plaque continentale qui ait conservé la structure traditionnelle verticalement intégrée de son secteur électrique.

L'analyse des causes principales des coupures de l'année 2003 (négligences dans la maintenance des ouvrages, erreurs d'appréciation de la situation du réseau par les dispatchers, défaillances d'équipements) fait apparaître des causes analogues à celles des douze pannes majeures enregistrées entre 1975 et 1995. L'Italie a, en effet, connu quatre pannes majeures pendant cette période (en 1978, 1989, 1993 et 1994) et le reste de l'Europe huit :

- 1978 : France
- 1979 : Suède et Danemark + nord de l'Allemagne
- 1981 : Angleterre, Espagne + Portugal
- 1982 : Belgique
- 1983 : Grèce
- 1987 : Ouest de la France

Les *black-out* de l'été 2003 montrent qu'une organisation cohérente du secteur de l'électricité au sein de chaque pays et entre les pays de chaque réseau interconnecté* est nécessaire à la sûreté d'exploitation des réseaux. En effet, quel que soit leur régime économique (libéralisation décentralisant les décisions de produire ou monopole local centralisant les décisions de produire l'exploitation de systèmes électriques interconnectés requiert :

- des zones de réglage* définies avec pertinence, pour assurer une application efficace du principe de subsidiarité ;
- des règles techniques d'exploitation cohérentes, fondées sur un cadre technique réglementaire commun ;
- une gestion coordonnée des flux, les transactions commerciales induisant des flux hors des zones de réglage d'origine et de destination ;
- des échanges d'informations adaptés, convenus à l'avance, dans un cadre contraignant pour ces échanges d'information.

A. Londres

Le 28 août 2003, en fin d'après-midi, 20% des approvisionnements de la ville de Londres ont été suspendus pendant une demi-heure environ. Trois postes 275 kV ont subi la coupure, totale ou partielle, de leur alimentation, ce qui a notamment forte-

ment perturbé le fonctionnement des métros et tramways.

En raison de travaux de maintenance, seules deux des quatre lignes alimentant ces postes étaient en service au moment de l'incident. Ce niveau de maintenance, usuel à cette période de l'année, était prévu de longue date par National Grid et EDF Energy, responsable du réseau de distribution sous-jacent. A la suite de la détection d'un dégagement gazeux, le déclenchement de l'alarme d'un transformateur a conduit l'opérateur à le déconnecter du réseau et à ouvrir momentanément l'une des deux lignes assurant l'alimentation des postes. Dès l'ouverture de cette ligne, le report de charge a provoqué une augmentation du flux sur la seconde ligne. Bien que le flux résultant soit resté en deçà des limites techniques de la ligne, cette dernière s'est ouverte à son tour par déclenchement d'une protection automatique non conforme aux spécifications techniques. Cette absence de conformité résultait d'une erreur de réglage commise au cours d'une opération de maintenance programmée. Ce déclenchement a provoqué le *black-out* par effet de cascade, les protections d'autres éléments placés en situation de surcharge ayant cette fois correctement fonctionné.

B. Scandinavie

Le 23 septembre 2003, les régions du sud de la Suède et de l'est du Danemark, dont sa capitale Copenhague, ont été privées d'électricité au cours de l'après-midi. 4,2 millions de personnes ont été affectées par les effets de cette panne.

En raison d'un important programme de maintenance, le Sud de la Suède était alimenté pour une large part à partir du centre du pays et, dans une moindre mesure, de l'Est du Danemark. Le taux de charge des lignes restait largement inférieur à la limite. Le réseau suédois a, en effet, été construit pour permettre de transporter l'énergie hydraulique produite dans le nord vers les régions du centre et du sud.

La perte d'une unité de production de la côte sud-est, à la suite de la défaillance d'une vanne d'un circuit de refroidissement, a aggravé la situation dans la région sud. Quelques minutes plus tard, la rupture d'un isolateur sur la côte ouest a provoqué un court-circuit sur un double jeu de barres et la perte de quatre lignes 400 kV : deux lignes reliant le Sud au Centre de la Suède et deux lignes raccordant deux importantes unités de production au réseau.

Ce scénario n'avait jamais été pris en compte dans les études de sûreté, d'autant que le flux était largement en deçà de la limite tolérable par cet équipement. Ce dernier incident a séparé la région du Sud de la Suède et de l'Est du Danemark du reste du réseau, provoquant un important déficit de production qui a conduit au *black out*. La cause de l'incident est donc d'origine technique et indépendante du contexte institutionnel.

C. Italie

Le 28 septembre 2003, l'Italie a dû faire face à la déconnexion de son réseau national du reste du réseau synchrone* UCTE* (Union pour la coordination du transport de l'électricité) au cours de la nuit. Cet incident de grande ampleur (57 millions de personnes ont été affectées par cette panne) a pour origine des pertes concomitantes d'ouvrages de transport sur les réseaux de transport suisses.

Peu après 3 heures du matin, une première ligne a été déconnectée sur le territoire helvétique à la suite d'un amorçage avec un arbre, alors même que les transits étaient inférieurs aux limites techniques de cette ligne. Les reports de charge engendrés ont provoqué la surcharge d'une ligne suisse voisine. Faute d'une évaluation correcte de la gravité et de l'urgence de la situation par les compagnies électriques intégrées suisses, cette surcharge s'est prolongée et a provoqué un affaissement de la ligne qui s'est déconnectée à son tour à 3h25, à la suite d'un autre amorçage avec un arbre. Du fait de l'augmentation des flux, de nombreuses lignes ont déclenché à proximité des frontières italiennes, isolant la péninsule et quelques zones frontalières françaises et suisses du reste du réseau synchrone européen. Le déficit de production résultant de l'arrêt des importations a entraîné une baisse de la fréquence qui, malgré les délestages, n'a pu être contenue en raison du déclenchement de groupes de production. A 3h28, l'ensemble du territoire italien, hormis la Sardaigne, était privé d'électricité. Certaines régions du sud de la péninsule ont subi cette coupure pendant près de 20 heures.

A la suite de ces événements, la CRE et son homologue italien, l'AEEG*, ont conjointement engagé une expertise indépendante, avec l'assistance technique des experts du Politecnico de Milan (Département Electro-technique) et de l'Ecole supérieure d'électricité de Paris.

Les résultats de cette expertise, finalisée le 23 avril 2004 montrent que, pendant la nuit du 27 au 28 septembre 2003 :

- 1/ les gestionnaires de réseaux suisses n'ont pas suffisamment préparé les mesures de prévention nécessaires pour garantir la sécurité du réseau et assurer la fourniture sur le système électrique européen ;
- 2/ les compagnies électriques intégrées suisses n'ont pas respecté les règles édictées par l'UCTE ;
- 3/ à la suite de la perte accidentelle de la ligne suisse de Lukmanier (380 kV), les gestionnaires de réseaux suisses ont pris des mesures inappropriées et sous-estimé les actions correctives qu'ils auraient dû demander de prendre aux autres gestionnaires de réseaux concernés. Ces erreurs d'exploitation ont conduit à la perte de la ligne suisse de San Bernardino (380 kV), qui a placé le système électrique interconnecté en situation de défaillance non maîtrisée.

Sur la base de ces conclusions, les deux régulateurs ont estimé que :

- 1/ le respect des nouvelles règles devrait devenir obligatoire et être contrôlé, notamment par la mise en place d'un régulateur sectoriel de l'énergie dans chaque pays ;
- 2/ la coordination entre les gestionnaires de réseaux devrait être renforcée pour la

préparation et l'exploitation en temps réel des réseaux interconnectés ;

- 3/ un cadre réglementaire et de régulation cohérent avec celui de l'Union européenne devrait être mis en place en Suisse pour assurer la sécurité d'exploitation et d'approvisionnement en Europe.

Pour mettre en œuvre ces préconisations, les deux régulateurs ont décidé de travailler en coopération étroite avec le CEER et la Commission européenne.

D. L'action du CEER

Les régulateurs européens de l'énergie ne peuvent être indifférents à la qualité technique du service rendu par les réseaux de transport de l'électricité. La directive du 26 juin 2003 prévoit clairement, dans son article 9, que les gestionnaires de réseaux de transport apportent leur contribution à la sécurité d'approvisionnement au travers de la capacité et de la fiabilité d'exploitation des réseaux de transport.

Conformément aux conclusions du X^e Forum européen de la régulation de l'électricité qui s'est réuni à Rome en juillet 2003, les régulateurs ont engagé l'examen des projets de règles techniques d'exploitation en cours d'établissement par l'UCTE pour en apprécier la contribution à l'amélioration de la sécurité des réseaux européens et leur compatibilité avec le développement des échanges transfrontaliers.



Poste électrique 225 000 Volts de Portet-Saint-Simon près de Toulouse

Rappel sur la crise californienne

En 2000 et 2001, la Californie a connu une grave crise de son secteur électrique (hausse de prix considérables, pénurie de ressources conduisant à de nombreuses coupures d'électricité des clients, multiples faillites d'entreprises du secteur électrique, etc.), conduisant l'Etat californien à déclarer l'état d'urgence, dans un premier temps, et à remettre en cause, par la suite, la réforme du marché de l'électricité mise en place deux ans plus tôt.

De nombreux facteurs sont à l'origine de cette crise, de nature conjoncturelle mais aussi structurelle.

Parmi les facteurs conjoncturels, on peut distinguer, la forte hausse du prix du gaz due à une insuffisance des réserves, le faible remplissage des réservoirs hydrauliques en Californie et dans le Nord-Ouest des Etats-Unis pendant l'été 2000, et une consommation d'électricité particulièrement élevée.

Parmi les facteurs plus structurels ayant contribué au déclenchement de la crise, de nombreux experts ont avancé :

- le déséquilibre structurel important entre l'offre et la demande d'électricité de l'état californien (plus de 25 % de l'électricité consommée par la Californie provenait des pays voisins) ;
- la lourdeur des procédures administratives, les nombreuses contraintes environnementales et les fortes oppositions locales, qui ont eu pour conséquence de décourager l'entrée de nouveaux concurrents sur le marché et de limiter le niveau d'investissement, tant dans le secteur de la production que dans celui du transport ;
- les nombreuses erreurs de conception du modèle de fonctionnement des marchés lors de la réforme de 1998.

Dans le contexte international d'ouverture des marchés de l'électricité, ce dernier facteur a été particulièrement mis en avant pour rappeler que le choix d'organisation d'un marché de l'électricité, généralement du ressort du régulateur spécialisé, ne peut être fait de façon correcte sans tenir compte de la structure de l'industrie électrique.

En effet, la réforme de 1998 a profondément modifié le fonctionnement du marché à court terme, sans prendre en considération les conséquences à moyen et long terme d'un tel mode de fonctionne-

ment, notamment sur l'équilibre offre-demande. D'une structure de marché, comportant des opérateurs verticalement intégrés (production, transport, distribution, fourniture), la Californie est passée à une structure de marché décentralisée, avec un opérateur du réseau indépendant (CAISO), un marché de gros obligatoire et des distributeurs historiques obligés de se séparer de la majeure partie de leurs moyens de production.

L'obligation, pour les distributeurs historiques, de se séparer de la majeure partie de leurs moyens de production, avait pour but d'encourager l'entrée de nouveaux producteurs sur le marché et de créer une concurrence loyale entre ces derniers, avec l'objectif d'orienter à la baisse les prix de gros. L'obligation de passer par un marché de gros visait à faire participer le maximum d'acteurs possibles à la formation des prix sur ce marché, pour réduire les possibilités de manipulation des prix par un acteur dominant. L'expérience a montré que les mécanismes mis en place n'ont pas permis d'empêcher des manipulations. Celles-ci n'ont pas été le fait d'un acteur dominant, mais d'une coalition de négociants*, au rang desquels figurait la compagnie ENRON, disparue depuis.

Cette nouvelle organisation du marché, ajoutée aux différents facteurs conjoncturels et structurels évoqués plus haut, a eu pour conséquence de rendre les distributeurs extrêmement sensibles à la volatilité des prix de marché de gros et à l'exercice de pouvoirs de marché par certains producteurs. Cette sensibilité était d'autant plus grande que les distributeurs historiques, obligés d'acheter leur électricité sur le marché de gros, n'avaient aucun moyen de répercuter les hausses de prix sur les prix de détail, qui restaient réglementés, pour protéger les petits clients.

Cette situation avait été annoncée par plusieurs experts avant le déclenchement de la crise. Cela n'avait cependant pas entraîné de mesures correctrices de l'organisation du marché électrique californien du fait de la dispersion des responsabilités entre les différentes autorités de contrôle et de régulation et de leur manque de coordination.

La crise du système électrique californien au cours des années 2000-2001 a donc pour origine des défaillances institutionnelles qui l'ont fragilisé, le mettant dans l'impossibilité de réagir efficacement à une situation de relative pénurie, rare mais toujours possible.

3 > Vers une meilleure fluidité des échanges

A. La taxe à l'exportation est supprimée à partir de 2004

Avec l'accord de la Commission européenne, les gestionnaires des réseaux de transport européens ont mis en place en mars 2002 un dispositif de compensation des flux de transit, auquel chaque gestionnaire doit contribuer financièrement. Ce dispositif s'est traduit, dans la plupart des pays de l'Union, par l'application d'une taxe à l'exportation de 1 €/MWh en 2002, réduite à 0,5 €/MWh en 2003.

La France avait été l'un des seuls contributeurs de ce fonds de compensation à refuser de créer ce nouvel obstacle aux échanges. Les charges afférentes de RTE ont été prises en compte dans le tarif d'accès aux réseaux publics, et donc réparties équitablement entre tous les utilisateurs du réseau français.

Pour 2004, à la demande de la Commission européenne, tous les gestionnaires des réseaux de transport européens sont convenus de supprimer cette taxe à l'exportation. Toutefois, un prélèvement de 1 €/MWh est conservé pour les injections provenant des pays périphériques à la zone ETSO (European Transmission System Operators).

B. Les méthodes d'allocation des capacités d'interconnexion disponibles doivent être adaptées aux marchés

Les méthodes d'allocation des capacités d'interconnexion doivent être élaborées en tenant compte de la réalité des structures des marchés entre lesquels ces capacités permettent des échanges. En effet, les vertus d'efficacité économique qu'on prête aux mécanismes marchands, tels que les enchères, lorsque la concurrence est pure et parfaite ne se constatent pas toujours dans les marchés réels de l'électricité : faible réponse de la demande aux prix de court terme, forte concentration de l'offre, pouvoirs de marchés locaux induits par les congestions du réseau de transport.

La figure 27 illustre les différences de coût d'usage des interconnexions au sein de

Figure 27 > Le marché européen : une juxtaposition de marchés nationaux

Prix moyen (par MWh) de l'accès aux interconnexions pour une transaction annuelle (bande) en 2003



l'Europe. Les flèches du graphique représentent l'impact des différentes charges collectées lors d'un transit transfrontalier, sur la base d'une transaction annuelle en bande entre les deux pays. Ces coûts ont été calculés pour 2003, à partir des prix d'accès publiés par les gestionnaires de réseau de transport. Ils comprennent la contribution affectée aux exportations dans la participation à l'accord ETSO encore existante en 2003 (0,5 €/MWh), lorsque celle-ci s'applique directement aux opérateurs. Lorsque les capacités d'interconnexion sont allouées par enchères, c'est la valeur de l'enchère annuelle qui a été retenue.

Pour favoriser la réalisation d'un marché unique, l'objectif prioritaire demeure l'établissement des règles de marché cohérentes, efficaces et complètes au sein de marchés régionaux intégrant plusieurs pays de l'Union européenne. Ces règles doivent comporter un programme de renforcement des interconnexions, la fixation de conditions de fonctionnement du marché en temps réel : coordination des décisions d'exploitation entre les GRT, compatibilité des mécanismes d'ajustement, re-dépatching, gestion des réserves et des services

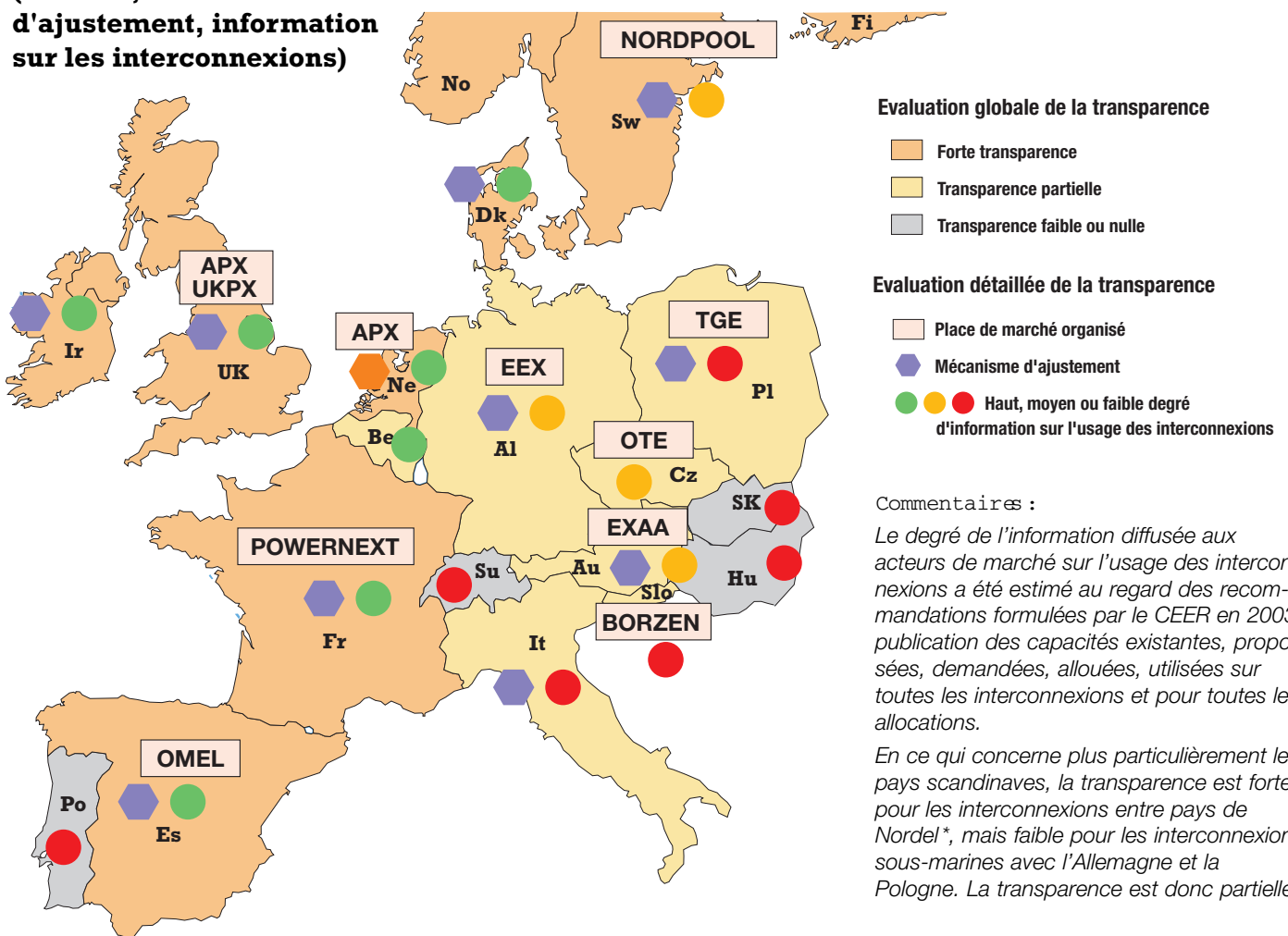
auxiliaires... Elles doivent garantir une utilisation maximum, et non partielle comme aujourd'hui, des capacités techniquement disponibles. Elles doivent également créer un cadre qui incite la demande à participer à la maîtrise des flux. Enfin, elles doivent mettre en place des règles de marchés de gros qui tiennent compte des pouvoirs de marché dont peuvent disposer certains acteurs importants.

C. L'information sur l'état des réseaux doit être améliorée

L'information des acteurs de marché sur l'état des réseaux est une condition fondamentale de l'efficacité économique de la concurrence. La figure 28 montre la multiplication des places de marché organisées et des mécanismes d'ajustement, qui améliorent la transparence des marchés en J-1 et en temps réel. Malgré quelques progrès, le degré de transparence sur la gestion et la disponibilité des interconnexions, reste encore très disparate.

Cette carte permet d'apprécier le niveau d'information des acteurs à partir de trois critères : transparence des prix de gros caractérisée par l'existence d'un marché organisé, transparence dans la gestion de

Figure 28 >
Niveau d'information des acteurs de marché en Europe au début 2004 (bourses, mécanismes d'ajustement, information sur les interconnexions)



Source : CRE

l'équilibre au jour le jour entre l'offre et la demande, caractérisée par l'existence d'un mécanisme d'ajustement non discriminatoire, quantité d'informations disponibles sur l'utilisation des interconnexions (publication ex ante des capacités mises à la disposition des acteurs, publication ex post des capacités demandées par les acteurs, des capacités allouées effectivement et des capacités réellement utilisées).

L'application par RTE des recommandations de la CRE permet au réseau français d'être l'un de ceux dont les conditions d'accès et d'exploitation sont les plus transparentes en Europe :

- toutes les informations diffusées par RTE sont publiées sur son site internet ;
- les formats des données permettent aux utilisateurs de les retraiter sur leurs propres logiciels, sans leur imposer le développement d'applications de conversion spécifiques ;
- les chroniques de toutes les données publiées par RTE sont disponibles sur son site internet pendant au moins cinq ans ;
- les prévisions de la charge du réseau de RTE sont disponibles sur son site internet en J-1, en J-2 et pour la semaine à venir, ainsi que la charge réellement constatée ;
- les prévisions journalières et hebdomadaires de disponibilité des capacités d'interconnexion, un calendrier des travaux pouvant les influencer, des chroniques pour chaque frontière de la capacité dis-

ponible, de la somme des nominations reçues, de la somme des demandes d'accès reçues et de la somme des autorisations d'accès accordées sont disponibles sur son site internet.

Le CEER, sur la suggestion de la CRE, a souligné l'importance de la transparence dans tous les pays de l'Union européenne et il a publié, le 1^{er} octobre 2003, une recommandation en ce sens. Il appartient aux régulateurs nationaux de faire appliquer dans leur pays cette recommandation qu'il est souhaitable que la Commission européenne prenne en compte.

D. La coordination entre gestionnaires de réseau doit être renforcée

Du fait des lois physiques qui régissent les flux d'énergie électrique sur des réseaux interconnectés, toute modification du plan d'injection français a un impact sur les flux du réseau allemand. De même, un échange d'énergie entre la Suisse et l'Italie peut provoquer des congestions sur le réseau français.

Or actuellement, les droits d'accès aux interconnexions sont alloués par les gestionnaires des réseaux concernés, parfois conjointement (France-Belgique, France-Italie, France-Angleterre) et parfois unilatéralement (France-Espagne, France-Suisse, France-Allemagne), sans véritable concertation avec les gestionnaires des autres réseaux susceptibles de subir l'influence de

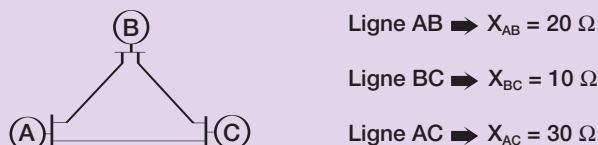
l'usage effectif de ces droits d'accès. Il en résulte, pour certaines interconnexions, des variations importantes et imprévues de la capacité commerciale effectivement mise à la disposition des acteurs de marché. Cela peut également inciter à augmenter les marges d'exploitation des réseaux et, donc, à réduire le volume des échanges commerciaux programmés. En l'absence de renforcement de la coordination de l'exploitation entre les GRT, ces difficultés augmenteront inéluctablement avec le développement de l'activité des marchés de gros et des échanges transfrontaliers d'énergie.

La coordination entre les GRT doit en particulier aboutir à une répartition déterminée conjointement des capacités d'échanges sur les réseaux interconnectés. Certains acteurs suggèrent que cette répartition ait pour objectif que les flux physiques aux interconnexions correspondent aux nominations commerciales. Cette proposition est inapplicable, dans la mesure où les différences entre flux physiques et commerciaux sont inévitables dans un réseau maillé (cf. figure 29). La seule manière d'atteindre cet objectif serait donc de "démailler" les réseaux de transport, au prix de la forte réduction des capacités d'échange commercial, d'une part, et de la fiabilité des transactions qu'entraînerait la moindre mutualisation des services systèmes et des échanges de capacités de secours entre GRT, d'autre part.

Figure 29 > Flux physiques et flux commerciaux : l'égalité impossible

Les flux physiques sur un réseau interconnecté résultent de sa topologie et de la répartition des injections et des soutirages. L'algorithme qui permet aux GRT de déterminer à l'avance les flux physiques sur leurs réseaux est fondé sur les lois déterministes de la physique (lois de Kirchhoff). L'exemple schématique ci-dessous montre qu'il ne peut permettre d'assurer l'égalité des flux physiques et commerciaux.

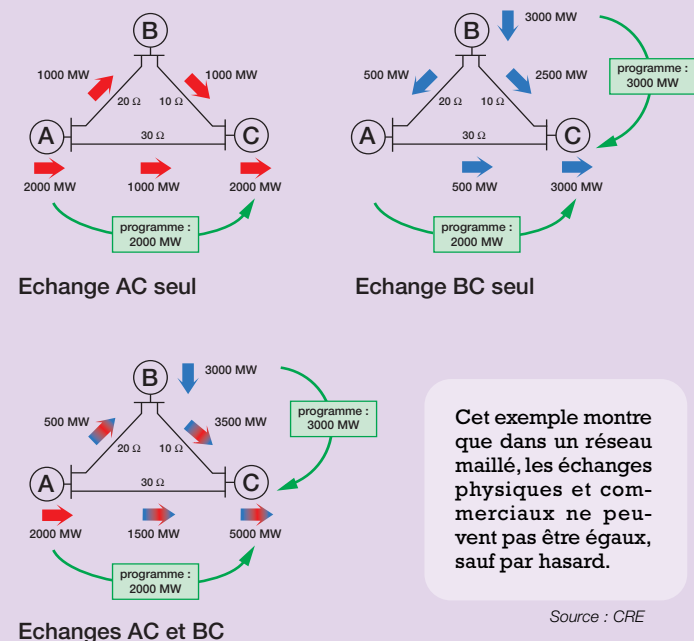
On considère trois pays (A, B et C). Pour la clarté de l'explication, les lignes qui les relient sont supposées purement inductives.



Lorsque les pays A et B exportent vers C selon le programme commercial suivant, les flux physiques se répartissent entre les lignes proportionnellement aux impédances des lignes.

de	à	Echange programmé
A	C	$P_{AC}=2000 \text{ MW}$
B	C	$P_{BC}=3000 \text{ MW}$

La figure ci-dessous montre comment se répartissent les flux selon que seuls les échanges A→C, ou seuls les échanges B→C, ou tous les échanges sont réalisés.



Cet exemple montre que dans un réseau maillé, les échanges physiques et commerciaux ne peuvent pas être égaux, sauf par hasard.

Source : CRE

Les règles techniques d'exploitation des réseaux ont un impact considérable sur les conditions des échanges commerciaux et donc sur la concurrence

En réalité, il appartient à chaque GRT de tenir compte de l'impact sur les flux physiques de l'ensemble des échanges nommés, ce qui nécessite que l'information sur les nominations soit partagée suffisamment en amont de l'exploitation par tous les GRT d'une même zone interconnectée en temps réel, tout en respectant les conditions de confidentialité commerciale.

Compte tenu de la structure du marché électrique français, l'accès sans restriction des acteurs des pays voisins via les interconnexions au mécanisme d'ajustement* est un élément clé pour le développement de la concurrence. Le retour d'expérience sur la première année de fonctionnement met en évidence l'importance de la participation de cette catégorie d'acteurs.

La CRE a demandé à RTE que l'ouverture du mécanisme d'ajustement aux acteurs espagnols soit effective avant le 1^{er} novembre 2004. Cette date a également été demandée par la CRE pour l'application de la possibilité offerte aux utilisateurs d'IFA de soumettre des offres d'ajustement à RTE dans la limite de leurs capacités acquises. Pour les interconnexions avec la Belgique, l'Italie et l'Allemagne, la CRE a demandé à RTE de s'efforcer avec les gestionnaires des réseaux de transport concernés de rendre cette ouverture effective courant 2005.

4 > La gestion des interconnexions entre la France et les pays voisins

A. France-Angleterre

Afin d'augmenter le taux de réservation des 2.000 MW d'interconnexion disponibles par la liaison à courant continu entre la France et l'Angleterre, les gestionnaires des réseaux français et anglais, RTE et NGC*, proposent depuis février 2004 deux nouvelles durées de réservation : week-end et saison, en complément des réservations tri-annuelles, annuelles, trimestrielles, mensuelles et journalières déjà disponibles.

Par ailleurs, les deux gestionnaires de réseaux ont mis en place, le 1^{er} décembre 2003, avec l'accord de leur régulateur respectif, un contrat d'échanges mutuels de réserves. Ce contrat constitue un outil supplémentaire, à la disposition des deux gestionnaires de réseaux, pour leur permettre de bénéficier des surplus de réserves du gestionnaire de réseau voisin en cas d'aléa sur l'équilibre production/consommation sur leur propre réseau. L'articulation de ce contrat avec le mécanisme d'ajustement est cependant telle qu'il ne permet pas une

utilisation optimale de l'interconnexion. En effet, les échanges d'électricité entre gestionnaires de réseaux ne peuvent avoir lieu qu'en dernier recours, c'est-à-dire lorsque l'un des deux réseaux ne peut plus mobiliser de nouveaux moyens dans sa zone et s'est déclaré en mode dégradé.

Pour améliorer l'utilisation de cette interconnexion, la CRE a demandé à RTE de mettre en place, en 2004, dans un premier temps avec NGC, une allocation infra-journalière pour les échanges commerciaux, et, dans un deuxième temps, un mécanisme permettant aux acteurs du marché anglais/français de faire directement des offres d'ajustement sur le réseau français/anglais.

B. France-Belgique

A l'instigation de la CRE et du régulateur belge (CREG*), les gestionnaires de réseaux de transport des deux pays (RTE et ELIA) ont amélioré, à l'automne 2003, la procédure de gestion de l'interconnexion entre la France et la Belgique. Le taux minimal d'utilisation de la capacité pour le maintien de l'ordre de priorité a été porté de 65 % à 75 % le 1^{er} novembre 2003.

Sur la période 2003-2004, une augmentation notable du volume moyen des capacités mises à la disposition des acteurs a ainsi été obtenue. De fortes variations journalières de cette capacité sont observées. Elles empêchent les utilisateurs de l'interconnexion de tirer pleinement parti de cette capacité supplémentaire pour conclure des contrats à moyen terme.

Des améliorations supplémentaires sont actuellement à l'étude :

- augmentation de la capacité d'interconnexion, de manière à garantir une capacité minimum sur base mensuelle en 2004 et sur base mensuelle ou annuelle en 2005 ;
- mise en place d'une allocation de marché pour des échéances infra-journalières ;
- mise en place d'échanges transfrontaliers d'énergie d'ajustement ;
- amélioration des procédures de gestion, pour permettre une meilleure utilisation de la connaissance de l'état du réseau acquise en J-2 et J-1 pour les allocations journalières et infra-journalières ;
- mise en œuvre d'une procédure commune coordonnée pour le calcul des capacités aux différents horizons de temps, fondée sur un échange d'informations accru entre ELIA et RTE ;
- suppression de la taxe à l'importation facturée par ELIA aux utilisateurs de réseau belges.

C. France-Allemagne

A l'exception de la rénovation, en novembre 2002, de la ligne Vigy-Uchtelfangen et de la publication d'informations supplémentaires par RTE, aucune amélioration significative de la gestion des capacités existantes n'a été enregistrée au cours de l'année 2003-2004 sur cette frontière, qui assure pourtant l'interface entre les deux plus gros marchés de l'électricité de l'Union européenne. En particulier, les démarches en vue de l'ouverture de guichets infra-journaliers, accessibles à tous les opérateurs du marché allemand, qui permettraient des échanges d'énergie d'ajustement entre les deux pays, n'ont pas pu aboutir jusqu'à présent.

Faute de régulateur du marché de l'électricité en Allemagne, l'amélioration de la gestion des interconnexions entre la France et l'Allemagne dépend de la bonne volonté des gestionnaires des réseaux de transport. Or, l'organisation du système électrique allemand ne permet pas de garantir, à elle seule, l'indépendance réelle de ces gestionnaires à l'égard des compagnies d'électricité dont ils sont des filiales à 100 %.

L'entrée en vigueur le 1^{er} juillet 2004 de la directive du 26 juin 2003 impose la mise en place d'un régulateur en Allemagne, dont on peut espérer que l'intervention contribuera à développer la transparence et la fluidité des échanges d'énergie entre les deux pays.

D. France-Italie

A la demande de la CRE et du régulateur italien (l'AEEG), les gestionnaires des réseaux de transport français et italien (RTE et GRTN*) ont renouvelé, pour 2004, l'allocation annuelle commune des capacités d'interconnexion au prorata de la demande des consommateurs éligibles italiens, dans la limite de leur consommation annuelle. Cette mesure est destinée à éviter les demandes spéculatives hors de proportion avec les besoins réels. L'allocation de capacités pour 2004 a ainsi permis à dix-sept fournisseurs indépendants d'avoir accès à l'interconnexion, ce qui fait de la frontière italienne, une des infrastructures les plus ouvertes à la concurrence de l'Union européenne.

Afin d'améliorer le taux d'utilisation des capacités disponibles sur l'interconnexion France-Italie, les régulateurs français et italien ont demandé aux deux gestionnaires des réseaux de transport d'étudier l'opportunité de mettre en place, dans le courant de l'année 2004, un mécanisme d'allocation implicite, pour traiter les échanges jour-

naliers entre les marchés organisés qui existeront dans les deux pays.

E. France-Espagne

L'évolution des modalités d'allocation de la capacité d'interconnexion entre la France et l'Espagne est rendue particulièrement délicate en raison de l'encadrement très strict de ces modalités par les textes réglementaires espagnols. Il n'est donc pour l'instant possible que de procéder à des modifications unilatérales de règles compatibles avec la réglementation espagnole. Dans une communication du 10 octobre 2003, en réponse aux souhaits exprimés par de nombreux utilisateurs de cette interconnexion, la CRE a demandé à RTE de limiter la puissance maximale de chaque transaction à 25 MW à partir du 1^{er} novembre 2003, comme cela a été fait sur les frontières allemande et suisse. Les questions suivantes doivent être traitées dans les meilleurs délais entre les gestionnaires de réseaux des deux pays et les autorités espagnoles et françaises compétentes :

- réalisation de renforcements de réseau, permettant d'augmenter la capacité d'interconnexion disponible pour des transactions entre la France et l'Espagne, (actuellement limitée à 1 400 MW l'hiver et 1 200 MW l'été) ;
- recours à un mécanisme d'allocation des capacités, coordonné entre RTE et REE, et mieux approprié à la situation des marchés des deux pays ;
- mise en place rapide de guichets infra-journaliers.

Par ailleurs, RTE a engagé, fin 2003, des discussions avec son homologue espagnol, (REE), et les opérateurs des marchés organisés français et espagnol (Powernext et OMEL) en vue d'améliorer les conditions d'accès des opérateurs du marché européen à l'interconnexion France-Espagne. Il s'agit d'élaborer une proposition d'allocation coordonnée des capacités, en conformité avec les dispositions du règlement européen du 26 juin 2003. La solution envisagée combinerait une allocation explicite pour les contrats bilatéraux (annuel, semestriel, mensuel, J-1), avec une allocation implicite par les marchés organisés pour les transactions en infra-journalier. Une telle solution pourrait être opérationnelle au début de l'année 2005, sous réserve d'adapter l'organisation des marchés de l'électricité dans les deux pays.

La CRE a engagé, en 2004, des discussions avec le régulateur espagnol (la CNE*) et les différents acteurs du marché, pour

examiner l'intérêt qu'il y aurait à développer des échanges d'énergie d'ajustement sur l'interconnexion entre les deux pays.

5 > L'action de la CRE au sein du CEER

Les règles techniques d'exploitation des réseaux ont un impact considérable sur les conditions des échanges commerciaux et donc sur la concurrence.

L'UCTE a engagé la rédaction du manuel opérationnel de l'UCTE (*UCTE Operational Handbook*), document de synthèse de l'ensemble des règles et recommandations qui ont été développées, depuis les années cinquante pour l'exploitation du système continental interconnecté.

En juillet 2003, le CEER a mis en place un groupe de travail chargé d'identifier les possibles interactions entre ces règles techniques et les mécanismes de marché. Ce groupe est également chargé de s'assurer que ces règles sont applicables et d'examiner leurs conséquences sur la fluidité des échanges transfrontaliers ainsi que sur la mise en place du marché intérieur de l'électricité.

La CRE contribue également à l'animation du groupe de travail du CEER chargé de formuler des recommandations à la Commission européenne pour la gestion des congestions et l'intégration des marchés. Les travaux de ce groupe de travail visent à préciser les conditions d'application des dispositions du règlement européen du 26 juin 2003 relatives aux échanges transfrontaliers d'électricité. Ils portent en particulier sur le développement des échanges transfrontaliers en infra-journalier l'intégration des mécanismes d'ajustement.

Plus généralement, la CRE participe aux groupes de travail du CEER qui, sur la période du présent rapport, ont porté sur :

- l'établissement de règles communes aux régulateurs et gestionnaires des réseaux de transport européens pour le renforcement des réseaux d'interconnexion et le traitement des nouvelles interconnexions ;
- la définition des critères devant être remplis par le mécanisme de compensation entre les gestionnaires des réseaux de transport pour l'accueil des flux transfrontaliers d'électricité créé par le règlement européen du 26 juin 2003 ;
- le contrôle des méthodes de calcul des capacités d'interconnexion employées par les gestionnaires des réseaux de transport.

3 Les principes de dissociation comptable

En application de l'article 25 de la loi du 10 février 2000, EDF tient des comptes séparés au titre de la production, du transport, de la distribution et des autres activités. La CRE veille à ce que les règles d'imputation, les périmètres comptables et les principes déterminant les relations financières entre activités ne permettent aucune discrimination, subvention croisée ou distorsion de concurrence.

1 > Le deuxième audit des comptes d'EDF

Comme elle l'avait fait pour les comptes dissociés de l'exercice 2000, la CRE a procédé à un examen approfondi des comptes 2002 d'EDF, afin de s'assurer de leur conformité aux principes de dissociation comptable fixés par sa délibération du 15 février 2001.

L'examen des comptes de l'exercice 2002 s'est déroulé entre le mois d'avril 2003 et le mois de janvier 2004 et a donné lieu à une communication de la CRE le 4 mars 2004.

A. Le déroulement de l'audit

a. CADRE JURIDIQUE

L'audit des comptes dissociés d'EDF a été réalisé dans le cadre de l'article 33, 1^{er} alinéa, de la loi du 10 février 2000 modifiée, qui confère à la CRE le droit de "recueillir toutes les informations nécessaires à l'accomplissement de ses missions".

A cette fin, la CRE dispose d'un droit d'accès à la comptabilité ainsi qu'à toute information économique, financière ou sociale nécessaire à l'exercice de sa mission.

b. OBJECTIFS

L'objectif poursuivi par la CRE était triple:

- vérifier la bonne application des principes de dissociation ;
- s'assurer de la correcte imputation, au regard des objectifs de tarification, des charges aux différents comptes (production, transport, distribution, autres activités), afin d'arrêter le montant des charges de transport et de distribution d'électricité devant être couvertes par les tarifs d'accès aux réseaux ;

- s'assurer du suivi par EDF des recommandations formulées par la CRE à la suite de l'examen des comptes dissociés de l'année 2000.

La bonne imputation des charges à chacune des activités séparées permet en effet de garantir d'une part, que le tarif d'utilisation des réseaux reflète les coûts des réseaux, d'autre part, qu'aucune activité séparée ne bénéficie de subvention croisée.

B. Les résultats

Au total, l'audit des comptes 2002 a conduit à diminuer les charges et le montant de la rémunération financière d'EDF imputés aux activités de transport et de distribution d'un montant de 245,8 M€ (contre près de 600 M€ à l'issue de l'audit des comptes 2000), soit 2,4% du total des charges couvertes par le tarif d'utilisation des réseaux. Les charges de l'activité transport ont été diminuées de 109,3 M€, celles de l'activité distribution de 136,5 M€.

Les rectifications demandées ont concerné quatre types d'ajustements :

- des ajustements bilantiels : la CRE a procédé à la réaffectation d'éléments d'actif et de passif incorrectement répartis entre les activités dissociées. Les ajustements réalisés sur les écritures de bilan se sont montés à 2,22 Mds€ et leur incidence nette sur le bilan s'est élevée à 131 M€. Ces ajustements ont conduit à diminuer la rémunération financière allouée aux activités de réseaux de 12,2 M€ ;
- des ajustements de l'assiette des capitaux engagés : d'autres corrections que celles apportées aux écritures de bilan ont eu pour effet de réduire la rémunération financière allouée aux réseaux de 26,1 M€. Il s'agit de l'exclusion de l'assiette de la rémunération de trois postes: prêts au personnel, intérêts courus et primes de remboursement sur emprunts ;
- des réaffectations de charges et de produits : les ajustements opérés, à la demande de la CRE, sur les charges et les produits accessoires, se sont montés à 152,9 M€, pour un total de charges auditées de 11 802 M€ ;
- des ajustements extra-comptables pour les besoins de la tarification : ces ajustements ont consisté à exclure des charges à couvrir par les tarifs certaines catégories

Au total, l'audit des comptes 2002 a conduit à diminuer les charges et le montant de la rémunération financière d'EDF imputés aux activités de transport et de distribution d'un montant de 245,8 M€

d'amortissement, comme des amortissements de réévaluation, des amortissements pratiqués sur la fraction du prix de revient d'immobilisations financées par des subventions, l'amortissement des intérêts intercalaires et la provision pour charges sociales sur indemnités de fin de carrière (54,6 M€).

C. Les enseignements

La CRE a constaté qu'EDF avait, pour l'essentiel, suivi les recommandations formulées à l'occasion de l'audit des comptes dissociés de l'année 2000. Elle a invité EDF à mettre en œuvre les principes et les modalités d'application dégagés à l'occasion de l'audit de l'exercice 2002. Elle en tiendra compte dans les évolutions tarifaires à venir.

2 > Le respect des principes de dissociation comptable

Pour la première fois depuis sa création, la CRE a été amenée, à deux reprises au premier semestre 2004, à trancher un désaccord entre EDF et RTE sur l'imputation de certaines charges aux activités dissociées de transport, distribution et production.

La CRE a proposé, pour chacun des deux litiges survenus entre EDF et RTE, une imputation conforme aux principes posés par l'article 25 de la loi du 10 février 2000, qui dispose que la CRE veille à ce que les règles d'imputation comptable "ne permettent aucune discrimination, subvention croisée ou distorsion de concurrence".

A. Affectation à RTE de la dette d'EDF pour 2003

La CRE a été saisie par RTE le 22 décembre 2003, suite à un premier désaccord. Il concernait l'affectation à RTE de la dette financière d'EDF pour l'exercice 2003. Il a donné lieu à une délibération de la CRE du 28 janvier 2004.

Les relations financières entre EDF et RTE relatives à la charge de la dette sont régies, depuis 2001, par une convention annuelle de répartition de la charge de la dette, revue chaque année par les parties. Pour 2003, les divergences de points de vue entre EDF et RTE n'ont pas permis d'aboutir à la signature de la convention.

La difficulté rencontrée par les parties est

venue, notamment, de ce que le besoin de financement de RTE en 2003 s'est révélé supérieur au total des financements d'EDF pour 2003. Or, la convention existante, telle que rédigée en 2002, ne pouvait s'appliquer que dans la mesure où les financements d'EDF étaient supérieurs ou égaux aux besoins de financement de RTE. De plus, RTE ne voulait pas se voir affecter la quasi-totalité de l'emprunt de maturité 30 ans émis par EDF en février 2003.

La CRE a décidé que devaient être réaffectées à RTE d'une part, selon un coefficient d'attribution de 38,7%, des lignes de financement de long terme 2002 et l'emprunt de 30 ans émis en 2003, d'autre part, selon un coefficient de 96,7%, des lignes de financement 2002 de court et moyen terme.

Elle a également invité les parties à modifier le cadre conventionnel de leurs relations financières, jusqu'à l'indépendance juridique de RTE, pour couvrir les besoins à venir de RTE par des financements dédiés.

B. Répartition de l'impôt supplémentaire de 1,2 Md€ dû par EDF

Le deuxième désaccord est survenu à l'occasion de la répartition, entre les activités comptablement dissociées de transport, distribution et production, de la charge due par EDF à l'Etat, en application de la décision de la Commission européenne du 16 décembre 2003.

Cette charge résultait du défaut de paiement par EDF de l'impôt sur les sociétés dû sur une partie des provisions constituées de 1987 à 1996 pour le renouvellement du réseau d'alimentation générale (RAG) et devenues sans objet en 1997 à la suite de la reconnaissance de la propriété du RAG à EDF. Cette charge s'élevait à 1,217 Md€, comptabilisés à hauteur de 888,89 M€ en fonds propres, par imputation sur le report à nouveau, et à hauteur de 328,24 M€ en compte de résultat, sur un poste de charges exceptionnelles.

Partant du constat que, le 31 décembre 1997, c'est l'ensemble des capitaux propres de l'entreprise intégrée* EDF qui avait été augmenté, du fait du reclassement en capitaux propres des provisions enregistrées en "droits du concédant" et que, par conséquent, l'augmentation des capitaux

propres avait bénéficié à l'ensemble des activités d'EDF, y compris à l'activité de production, la CRE a considéré qu'il revenait à l'ensemble des activités d'en supporter la charge, à proportion de leurs capitaux propres.

Elle a décidé, en conséquence, de répartir la charge du remboursement (capital et intérêts) entre les activités de transport, distribution et production, à proportion de leurs capitaux propres tels qu'ils figurent aux bilans dissociés de l'exercice 2000. Elle a, en conséquence, affecté 27,12 % de la charge à RTE, 16,53% à la distribution et 56,35% à la production.

La CRE a ainsi écarté la solution préconisée par EDF, consistant à affecter la charge aux seules activités de réseaux, au prorata du montant des provisions constatées en 1997 au titre du RAG de transport d'une part, du RAG de distribution d'autre part.

III_Le service public de l'électricité dans le marché régulé

La CRE continue à défendre le mécanisme des appels d'offres, moins coûteux et plus efficace pour atteindre les objectifs de développement fixés par le gouvernement

1 Le contenu du service public

La loi du 10 février 2000 confère à EDF et aux distributeurs non nationalisés* (DNN) les missions de service public de l'électricité suivantes :

- participer à la réalisation des objectifs de développement des énergies renouvelables et de la cogénération définis dans l'arrêté relatif à la programmation pluriannuelle des investissements (PPI) ;
- assurer la péréquation géographique nationale des tarifs ;
- aider à la fourniture d'électricité aux personnes en situation de précarité.

1 > Les dispositifs de soutien à la cogénération et aux énergies renouvelables

A. L'obligation d'achat

L'obligation d'achat à prix garanti est un des mécanismes de soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération institués

par la loi du 10 février 2000. EDF et les entreprises locales de distribution (ELD), à l'exclusion des autres fournisseurs, sont soumises à l'obligation d'acheter aux producteurs qui en font la demande, à des tarifs réglementés, l'électricité qu'ils produisent à partir d'installations de moins de 12 MW, utilisant des énergies renouvelables ou mettant en œuvre des techniques de cogénération.

Les installations mises en service avant la loi du 10 février 2000 (sans limite de puissance) font l'objet de contrats d'achat négociés entre les producteurs et EDF (ou les ELD), bâtis sur des modèles de contrat approuvés par les pouvoirs publics.

L'évolution du parc d'installations bénéficiant de contrats d'achat (dans le cadre de l'obligation d'achat ou antérieurs à la loi) et les objectifs de développement de ces installations donnés dans la programmation pluriannuelle des investissements (arrêté du 7 mars 2003) sont donnés dans le tableau 6.

Tableau 6 > Obligations d'achat* : évolution du parc installé et objectifs PPI*

Filière	Parc bénéficiant d'un contrat d'achat fin 2002 (MW)	Nombre de contrats d'achat en vigueur en 2002	Parc bénéficiant d'un contrat d'achat fin 2003 (MW)	Nombre de contrats d'achat en vigueur en 2003	Objectifs de la PPI : MW mis en service entre le 1/1/2003 et le 1/1/2007
Cogénération	4 696	636	4 726	650	+250 à +1500
Hydraulique	1 034	1 420	1 158	1440	+200 à +1000
Déchets ménagers et assimilés	465	58	525	65	+100 à +200
Éolien	153	36	232	51	+2000 à +6000
Biogaz	20	11	27	14	+50 à +100
Géothermie	15	1	15	1	+10 à +60
Biomasse	0	0	0	0	+200 à +400
Photovoltaïque	22 kW	1	249 kW	16	+ 1 à +50

Source : CRE

La déclaration d'EDF relative à 2002 fait apparaître un prix d'achat de l'électricité moyen, toutes filières confondues, de 69 €/MWh, soit un surcoût de l'obligation d'achat en 2002 de l'ordre de 47 €/MWh. En 2004, la CSPE*, due pour 72% à l'obligation d'achat, représente 5% de la facture hors taxe d'électricité d'un particulier et jusqu'à 9,5 % de celle d'un industriel.

La CRE avait émis en 2001 un avis défavorable sur certains tarifs réglementés, dont le tarif éolien et le tarif de cogénération. Leur niveau est en effet très supérieur à la somme des coûts et des externalités évités par ces filières. De plus, ces tarifs permettent de rémunérer largement la plupart des producteurs.

A ce propos, la CRE continue à défendre le mécanisme des appels d'offres, moins coûteux et plus efficace pour atteindre les objectifs de développement fixés par le gouvernement, car :

- il permet d'obtenir le meilleur prix par le jeu de la concurrence, prix qui intégrera les subventions reçues. A titre d'illustration, le programme "Eole 2005", lancé par le gouvernement sur deux appels d'offres, en 1996 et en 1998, a permis d'obtenir un prix d'achat de l'électricité éolienne de 47,5 €/MWh, à comparer au tarif réglementé supérieur à 80 €/MWh ;
- la puissance publique conserve la maîtrise du volume des capacités de production réalisées, peut peser sur la technologie des équipements et dispose de la possibilité d'orienter l'implantation géographique des projets. Ceci permet à la fois de mener une politique d'aménagement du territoire et de mieux gérer le seuil d'acceptabilité des unités de production par les populations.

B. Le gouvernement a lancé quatre appels d'offres

Afin d'atteindre les objectifs qu'il a arrêtés dans la programmation pluriannuelle des investissements du 7 mars 2003, le gouvernement français peut décider, en application de l'article 8 de la loi du 10 février 2000, de lancer des appels d'offres lorsqu'il estime que le développement des moyens de production par le marché ou par le biais des obligations d'achat est insuffisant.

En application du décret du 4 décembre 2002, la CRE est chargée de la mise en œuvre de la procédure. Sur la base des

conditions définies par le ministre, elle propose un projet de cahier des charges, que le ministre peut modifier avant de l'arrêter, répond aux questions éventuelles des candidats, reçoit, instruit et note les dossiers de candidature, puis donne un avis motivé sur le choix qu'envisage d'arrêter le ministre chargé de l'Energie.

Au cours de l'année 2003, le ministre chargé de l'Energie a demandé à la CRE de proposer un cahier des charges pour quatre appels d'offres relatifs à la production d'électricité à partir de quatre types d'installations : éolien terrestre, éolien off-shore, biomasse/biogaz, turbine à combustion en Martinique.

Les quatre cahiers des charges, en ligne sur le site internet de la CRE, ont une structure similaire : contexte de l'appel d'offres, dispositions générales, pièces à fournir par le candidat, instruction des dossiers, principales modalités du contrat d'achat.

Le critère de prix est le plus important pour sélectionner une offre. Pour les appels d'offres en métropole, la CRE avait proposé que le prix soit articulé autour d'un "prix de marché et d'une prime", les candidats enchérissant sur la prime. Toutefois, le ministre chargé de l'Energie a finalement retenu une formule de prix fixe au MWh et a lancé les quatre appels d'offres, aux dates et selon les modalités indiquées dans le tableau 7.

Tableau 7 > Calendrier des appels d'offres

Type	Quantité	Demande du ministre	Position de la CRE	Publication de l'avis d'appel d'offres	Limite de remise des dossiers
Biomasse	200 MW	21/05/03	8/09/03	17/12/03	19/07/04
Biogaz	50 MW				
Éolien off shore*	500 MW	11/07/03	16/10/03	11/02/04	13/08/04
Turbine à combustion en Martinique	40 MW	25/08/03	6/11/03	3/02/04	11/08/04
Éolien terrestre	500 MW	15/12/03	16/01/04	23/04/04	30/10/04 ⁽¹⁾

(1) Cette date devrait être décalée de trois mois par un rectificatif à paraître au JOUE

Source : CRE



Usine d'incinération d'ordures ménagères de la Communauté Urbaine de Bordeaux

2 > Les zones non interconnectées* (ZNI*)

Le principe de péréquation nationale des tarifs de vente de l'électricité aux clients non éligibles s'applique également aux zones non interconnectées au réseau métropolitain continental. EDF et Électricité de Mayotte (EDM), qui assurent au titre des missions de service public la fourniture d'électricité dans ces zones, supportent ainsi des surcoûts de production devant faire l'objet d'une compensation.

Les zones concernées sont la Corse, les quatre départements français d'outre-mer (Guadeloupe, Martinique, Guyane et La Réunion), la collectivité territoriale de Saint-Pierre-et-Miquelon, ainsi que trois îles bretonnes (Molène, Ouessant et Sein).

La collectivité départementale de Mayotte bénéficie également, depuis la publication de l'ordonnance du 12 décembre 2002, de ce principe de péréquation. L'alignement progressif des tarifs mahorais sur ceux de la métropole s'effectuera dans un délai maximal de cinq ans. L'arrêté du 12 septembre 2003 a fixé les conditions d'alignement des tarifs d'utilisation des réseaux publics de distribution de l'électricité mahorais sur ceux de la métropole. Cet arrêté prévoit un alignement en quatre étapes annuelles.

Les modalités précises d'alignement des tarifs de vente aux clients mahorais non éligibles ne sont pas encore définies. L'arrêté du 30 décembre 2002 a fixé un premier niveau de baisse de ces tarifs.

3 > Les dispositions sociales

Le décret relatif au tarif de première nécessité, sur lequel la CRE avait donné un avis favorable fin juin 2002, a été publié le 10 avril 2004. Il prévoit une entrée en vigueur du tarif le 1^{er} janvier 2005. Les pertes de recettes que subiront EDF, EDM et les ELD du fait de la mise en place de ce tarif feront l'objet d'une compensation par la CSPE, comme le prévoit l'article 5 de la loi du 10 février 2000. La publication de ce tarif permettra, en outre, à ces fournisseurs d'être compensés des charges supportées du fait de leur participation au dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité. Conformément à la loi, cette compensation sera calculée comme un pourcentage des pertes de recettes subies au titre du tarif de première nécessité, pourcentage qui doit être fixé par le ministre chargé de l'Énergie.



Centrale bagasse-charbon du Moule (Guadeloupe)

2 Les charges du service public

En application de la loi du 10 février 2000, la CRE évalue chaque année, pour l'année à venir, le montant des charges de service public, le nombre de kilowattheures soumis à contribution et la contribution qui en résulte.

Conformément à la loi, les charges de service public de l'année 2004 sont égales à la somme des charges prévisionnelles au titre de 2004 et de la différence entre les charges constatées en 2002 et les recouvrements réalisés cette même année.

1 > Les charges 2002 sont plus élevées de 155 M€ que la prévision

La CRE a procédé en 2003 au calcul définitif des charges de service public effectivement supportées par les opérateurs en 2002. Ces charges correspondent, pour EDF et certaines ELD, à des surcoûts résultant des contrats d'achat (obligation d'achat, contrats d'achats antérieurs à la loi), ainsi que, pour EDF, à des surcoûts de production en ZNI.

Les déclarations des opérateurs ont été établies à partir de leur comptabilité appropriée, contrôlée par des organismes indépendants agréés par la CRE. La comptabilité appropriée s'est révélée particulièrement utile pour l'analyse des charges présentées par les opérateurs et la détermination précise des surcoûts devant leur être compensés.

Les charges 2002 ont été évaluées à 1 461,2 M€, dont 1 454 M€ pour EDF et 7,2 M€ pour les ELD. Elles sont supérieures de 155 M€ à la prévision des charges 2002 qui avait été établie sur la base des informations fournies par les intéressés.

A. Surcoûts résultant des contrats d'achat

Pour l'année 2002, EDF a déclaré un coût imputable aux contrats d'achat (hors ZNI) de 1 567 M€, pour un volume d'électricité acheté de 22 TWh. Ce volume est supérieur de 15 % à celui estimé lors de la prévision

2002 établie fin 2001, l'écart provenant principalement de la cogénération (+2,5 TWh).

Pour cette filière, les engagements contractuels d'EDF en 2002 représentaient 4,8 GW de puissance. Ceci tend à confirmer le ralentissement du développement de la cogénération, après la forte croissance observée entre 1998 et 2000. L'analyse des achats effectués par EDF a montré que la production des unités de cogénération s'est limitée à la seule période hivernale (novembre-décembre et janvier-mars).

La CRE a procédé à l'analyse de la déclaration de charges d'EDF et à un examen approfondi des bases de données, sur lesquelles l'opérateur s'est appuyé pour établir sa comptabilité appropriée. Pour chacun des contrats déclarés, la CRE a vérifié la cohérence des données physiques et financières figurant dans ces bases. Sur les 2 450 déclarés, l'analyse effectuée a permis de mettre en évidence des anomalies concernant plusieurs centaines de contrats. EDF a été invité à rectifier les erreurs ou anomalies et à joindre, pour certains contrats, les justificatifs prouvant le droit à compensation. Les corrections et justificatifs apportés n'ont cependant pas permis de résoudre l'ensemble des problèmes identifiés, conduisant ainsi la CRE à ne pas retenir pour la compensation 53 contrats.

Au total, la CRE a retenu, au titre de l'année 2002, 1 548 M€ de coûts d'achat. Le coût évité par les volumes d'achats correspondants, calculé à partir des prix de marché constatés en 2002, a été arrêté à 514 M€. Le surcoût effectif imputable aux contrats d'achat (hors ZNI) est donc, pour 2002, de 1 034 M€.

En ZNI, les surcoûts d'achat consécutifs aux contrats au titre de l'année 2002 s'élèvent à 10 M€ (21 M€ de coûts d'achat pour 11 M€ de coûts évités*). Ils proviennent pour l'essentiel des achats effectués par EDF auprès des producteurs bagasse-charbon.

Le surcoût d'achat supporté par les ELD en 2002 s'élève à 7,2 M€ (la prévision s'élevait à 7 M€).

Les charges 2002, évaluées à 1 461,2 M€, sont supérieures de 155 M€ à la prévision qui avait été établie sur la base des informations fournies par les opérateurs

La CSPE 2004 est en hausse de 36% par rapport à la CSPE 2003

B. Surcoûts de production en ZNI

La CRE vérifie que les surcoûts de production déclarés par EDF émanent des seules spécificités des ZNI et non d'une éventuelle mauvaise gestion de l'activité de production dans ces territoires.

Pour affiner son appréciation sur la performance d'EDF dans les ZNI, la CRE s'est appuyée sur les résultats de l'étude comparative internationale des coûts de production de l'électricité conduite en 2003. L'analyse menée a permis de collecter, dans les centres EDF concernés et auprès d'opérateurs insulaires étrangers, situés dans des zones analogues sur les plans économique et électrique aux ZNI françaises, de nombreuses données techniques et comptables sur la production et la gestion des systèmes électriques insulaires. Grâce aux informations ainsi recueillies, la CRE a pu apprécier les performances respectives des opérateurs étudiés.

Après avoir vérifié si les coûts de production d'EDF en ZNI, tels que déclarés au titre de l'année 2002 (725 M€), pouvaient être imputables à la qualité de gestion des moyens de production et des systèmes électriques insulaires, la CRE a retenu pour 2002 un montant définitif de coûts de production en ZNI de 712 M€. Le coût évité étant de 302 M€, le surcoût de production effectif supporté par EDF dans les ZNI en 2002 est de 410 M€.

2 > Les charges 2004 sont en hausse de 19% par rapport à 2002

A. 72 % des charges prévisionnelles au titre de 2004 sont dues à l'obligation d'achat

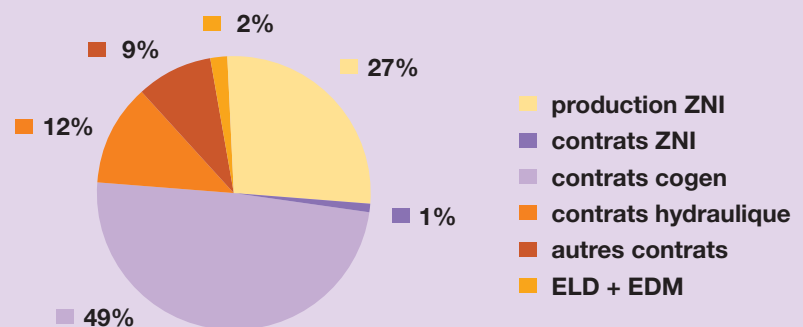
Les charges prévisionnelles au titre de 2004 s'élèvent à 1 536,4 M€. Elles ont été évaluées par la CRE à partir des déclarations 2002 et des éléments prévisionnels 2004 fournis par les opérateurs (cf. figure 30). En l'absence de publication du décret fixant les modalités d'application des dispositions sociales introduites par la loi du 3 janvier 2003, aucune charge prévisionnelle liée à ces dispositions n'a été prise en compte pour 2004.

72 % des charges 2004 sont dues à la politique de soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération : contrats d'achat antérieurs à la loi du 10 février 2000 et contrats d'achat relevant de l'obligation d'achat à des tarifs réglementés après le 10 février 2000.

a. SURCÔUTS PRÉVISIONNELS RÉSULTANT DES CONTRATS D'ACHAT AU TITRE DE 2004

Pour l'année 2004, les charges prévisionnelles imputables aux contrats d'achat ont été évaluées pour EDF à 1 093 M€ (1 981 M€ de coûts d'achat pour 888 M€ de coûts évités) et, pour les ELD, à 14 M€ (31 M€ de coûts d'achat pour 17 M€ de coûts évités).

Figure 30 > Origine des charges de service public au titre de 2004



Source : CRE

Par rapport aux montants déclarés par EDF en 2002, les coûts d'achat (+ 393 M€) et les volumes achetés (+ 6 TWh) augmentent de 25 %. Cette hausse provient principalement de la prise en compte dans le calcul des charges, d'une part, des installations hydrauliques de la SHERM et, d'autre part, des installations d'EDF. La loi du 3 janvier 2003 dispose, en effet, que les ELD et EDF bénéficient désormais d'une compensation pour leurs propres équipements pouvant relever de l'obligation d'achat.

Toutefois, la hausse des surcoûts d'achat en 2004 par rapport aux surcoûts constatés en 2002 a été limitée par l'augmentation des prix du marché à terme pour l'année 2004, qui servent de référence au calcul des coûts évités. Le prix de marché moyen pondéré par les volumes pour 2004 s'élève, en effet, à 30 €/MWh, contre 22 €/MWh en 2002.

Les surcoûts d'achat prévisionnels 2004 des ELD sont deux fois supérieurs à ceux supportés en 2002 (14 M€ estimés pour 2004 contre 7 M€ effectifs en 2002). Cette hausse provient, pour l'essentiel, d'un accroissement des achats auprès de producteurs indépendants. La compensation des installations propres des ELD ne contribue que faiblement à cette augmentation.

**b. SURCOÛTS PRÉVISIONNELS
DE PRODUCTION DANS LES ZNI
AU TITRE DE 2004**

Le surcoût prévisionnel d'EDF dans les ZNI est évalué pour 2004 à 419 M€. Ce montant est légèrement supérieur à celui retenu par la CRE au titre de 2002 (410 M€). Les effets induits par la croissance de la consommation annuelle (+5 %) semblent être compensés par une amélioration de la productivité d'EDF dans ces zones.

Les surcoûts prévisionnels qui seront supportés par Electricité de Mayotte en 2004 s'élèvent à 9,8 M€ contre 3,8 M€ pour 2003.

**B. La CSPE 2004 en hausse de 36%
par rapport à la CSPE 2003**

La CRE a transmis au gouvernement le 30 septembre 2003 sa proposition de montant des charges estimées pour 2004, ainsi que la proposition du montant de la CSPE correspondante.

Le calcul de la CSPE est basé sur une estimation de l'assiette des kWh contributeurs calculée à partir des prévisions de consommation nationale. Cette estimation prend en compte le plafonnement de la CSPE à 500 k€ par site de consommation et l'exonération des autoproducteurs jusqu'à 240 GWh par site de production, dispositions introduites par la loi du 3 janvier 2003. Les charges et la CSPE pour 2004 s'élèvent respectivement à 1 735,2 M€ et 4,5 €/MWh. Elles ont été fixées par l'arrêté du 28 février 2004, publié au Journal officiel du 30 mars 2004. La CSPE 2004 est applicable à compter du 1^{er} janvier 2004.

L'augmentation de la CSPE entre 2003 et 2004 est de 1,2 €/MWh. Elle provient, à l'exception du report de charges 2002, des nouvelles dispositions introduites par la loi du 3 janvier 2003.

Le montant des charges à couvrir passe de 1 461 M€ en 2003 à 1 735 M€ en 2004. Cette hausse de 19 % s'explique essentiellement :

- pour 155 M€, par l'augmentation des charges effectivement constatées pour 2002 par rapport à la prévision qui avait été faite en 2001 sur la base des informations transmises par EDF ;
 - pour 90 M€, par la compensation d'installations d'EDF relevant désormais de l'obligation d'achat, principalement des installations hydrauliques.
- L'assiette des kWh soumis à la contribution est réduite de 13 %, la loi ayant exonéré certains consommateurs, ce qui augmente la contribution des consommateurs qui restent redevables. Cette réduction est due :
- pour 11 %, au plafonnement de la contribution unitaire de chaque site de

consommation à 500 000 €, qui exonère les grands sites consommateurs ;

- pour 2 %, à l'élargissement de l'exonération dont bénéficient les producteurs pour leur propre consommation, c'est-à-dire essentiellement EDF.

L'augmentation des charges de service public a, toutefois, été limitée du fait de la hausse concomitante des prix du marché. En effet, l'obligation d'achat supportée par EDF au titre des politiques énergétiques lui fait subir un surcoût égal à la différence entre les prix d'achat imposés et les prix qu'elle aurait payés en s'approvisionnant sur le marché. Toute hausse des prix du marché diminue le surcoût supporté par EDF et donc le montant des charges de service public.

3 > La comptabilité appropriée des opérateurs supportant des charges a été redéfinie

Les règles relatives à la comptabilité appropriée, désormais définies par la CRE, ont fait l'objet de la communication du 12 novembre 2003. Elles intègrent les dernières évolutions réglementaires et le retour d'expérience de l'exercice de calcul des charges 2002.

4 > L'examen des charges de service public pour 2003 est en cours

Le 31 mars 2004, les opérateurs qui ont supporté des charges de service public en 2003 ont remis à la CRE leur comptabilité appropriée, tenue suivant le nouveau format fixé par la CRE et contrôlée par leurs commissaires aux comptes ou leur comptable public. Les comptabilités sont en cours d'analyse par la CRE.

Les charges prévisionnelles 2003 avaient été fixées par l'arrêté du 30 octobre 2002. Celles de Mayotte ont été arrêtées le 28 février 2004 sur proposition de la CRE réalisée en juillet 2003.

3 Le financement du service public de la production d'électricité

La CRE est chargée de s'assurer du bon fonctionnement du dispositif de financement des charges de service public : le fonds du service public de la production d'électricité (FSPPE*) en 2002, la contribution aux charges de service public de l'électricité à partir de 2003 (CSPE).

1 > Le mécanisme du FSPPE 2002 s'est correctement déroulé

Pour 2002, l'arrêté du 25 janvier 2002 a fixé le montant prévisionnel de la contribution au FSPPE à 3 € par MWh, conformément à la proposition de la CRE du 20 décembre 2001, qui avait évalué le montant prévisionnel des charges de service public supportées par les opérateurs à 1 306 M€ et le nombre de kWh soumis à contribution à 426,5 TWh.

En 2002, les services de la CRE ont mené les actions suivantes :

- enregistrement et contrôle des déclarations pour les deux semestres ;
- relance des contributeurs n'ayant pas déclaré, émission d'un procès-verbal de défaut de déclaration et mise en demeure, conformément au décret du 6 décembre 2001, si la relance est restée infructueuse ;
- suivi auprès de la Caisse des dépôts du paiement des contributions ;
- indication à la Caisse des dépôts des versements à effectuer vers les opérateurs bénéficiaires (EDF et deux ELD).

Compte tenu du système de recouvrement du FSPPE reposant sur une déclaration spontanée de chaque contributeur, de son caractère nouveau et complexe, un risque non négligeable de défauts de déclarations, et donc d'insuffisance de financement du service public, pesait sur ce premier exercice. Les services de la CRE ont donc procédé à la comparaison, pour chaque contributeur potentiel, entre les kWh soutirés sur le réseau auquel celui-ci est connecté et les kWh effectivement déclarés.

Au total, 1 262,5 M€ ont été recouverts, correspondant à 421 TWh.

La différence entre les kWh prévus et ceux effectivement déclarés s'explique par :

- le défaut de déclaration d'un contributeur pour 1 332 GWh (procédure contentieuse en cours) ;
- la mise en liquidation judiciaire de deux entreprises ;
- une prévision de consommation en 2002 trop élevée.

Les résultats obtenus permettent de considérer que le recouvrement des contributions et le reversement aux opérateurs créateurs s'est bien déroulé.

2 > La contribution au service public de l'électricité (CSPE) a remplacé le FSPPE le 1^{er} janvier 2003

A. Le décret CSPE

Le mécanisme de la CSPE a été précisé par le décret du 28 janvier 2004.

Ce décret définit :

- le détail des charges de service public à prendre en compte ;
- les contributeurs aux charges de service public, et en particulier les consommateurs finals sur des sites complexes ;
- les modalités de recouvrement ;
- les modalités de reversement des contributions collectées par la Caisse des dépôts et consignations aux opérateurs supportant des charges de service public ;
- les sanctions en cas de défaut de déclaration des contributions dues.

La CSPE est due par les consommateurs finals d'électricité en France. La loi prévoit une exonération pour les autoproducteurs à concurrence de 240 GWh et un plafonnement de la CSPE à 500 k€ par site de consommation. Conformément à la loi du 10 février 2000, ce plafonnement ne s'applique pas aux entreprises propriétaires ou gestionnaires de réseaux ferroviaires ou de réseaux de transports collectifs urbains, ni aux entreprises exploitant des services de transport ferroviaires.

Pour les consommateurs qui se fournissent auprès d'un tiers en utilisant les réseaux publics de transport et de distribution, la CSPE est recouvrée par un prélèvement additionnel aux tarifs d'utilisation des réseaux pour les clients éligibles ayant exercé leurs droits et aux tarifs de vente pour les autres clients. Les sommes recouvrées sont reversées à la Caisse des dépôts et consignations (CDC).

Les autres consommateurs versent directement leur contribution à la CDC, deux fois par an.

Les contributions effectivement recouvrées par les gestionnaires de réseaux et les fournisseurs d'électricité doivent être reversés à la Caisse des dépôts et consignations dans les délais et selon les procédures applicables en matière de TVA (sauf cas particulier ci-dessous). Toutefois, un opérateur supportant des charges ne procède à un

Conformément à la loi du 10 février 2000, le plafonnement de la CSPE à 500 k€ par site de consommation, ne s'applique pas aux entreprises propriétaires ou gestionnaires de réseaux ferroviaires ou de réseaux de transports collectifs urbains, ni aux entreprises exploitant des services de transport ferroviaires

reversement à la CDC des montants recouverts, aux échéances précédemment définies, que lorsque son compte particulier devient débiteur, c'est-à-dire lorsque la somme des contributions effectivement recouvrées et de la compensation reçue de la CDC devient supérieure à ses charges. Chaque semestre, la CDC reverse aux opérateurs supportant des charges de service public la part des contributions recouvrées qui leur revient pour compenser ces charges.

B. Bilan chiffré provisoire du recouvrement de la CSPE en 2003

Du fait de la parution tardive du décret relatif à la CSPE, l'ensemble des opérations de déclaration et de recouvrement des contributions n'ont pu débuter que fin février 2004. Aussi, les chiffres donnés dans le tableau suivant, arrêtés au 24 mai 2004, sont provisoires.

Charges de service public 2003*	1 465 M€
Contributions recouvrées au 24/05/04	1 154 M€
Ecart : contributions non recouvrées au titre de 2003 au 24/05/04	311 M€

* y compris charges d'Electricité de Mayotte

L'écart entre les charges prévisionnelles et les contributions recouvrées s'explique comme suit :

	TWh	M€
Assiette prévisionnelle sous-évaluée	62	203
consommation 2003 > prévision RTE	4,2	14
nouvelles dispositions de la loi du 3 janvier 2003		
plafonnement à 500 k€	47,7	157
exonération EDF à 240 GWh par site de production	8,5	28
compensation EDM (non prévue dans la prévision 2003)	1,2	4
CSPE 2003 non facturée au 24/05/04	27,3	90
CSPE 2003 impayée au 24/05/04		18
Contributions non recouvrées au titre de 2003 au 24/05/04		311

Le recouvrement d'une part la CSPE non encore facturée ou impayée devrait intervenir dans les prochains mois et réduire ainsi l'écart qui sera reporté dans les charges de l'année 2005.

3 > L'accroissement des charges de service public pose problème

La CRE a procédé à une actualisation de la prévision d'évolution du coût du service public de l'électricité réalisée en 2003 (cf. figure 31). Elle a conservé le principe des scénarios "bas" et "haut" fondés sur les fourchettes d'objectifs de développement de la cogénération et des énergies renouvelables fixées par la programmation pluriannuelle des investissements (PPI).

La CRE estime ainsi que les charges de service public de l'électricité devraient être comprises, à l'horizon 2007, entre 2 milliards d'euros et 2,8 milliards d'euros. La contribution unitaire correspondante se

situerait entre 4,7 €/MWh et 7,2 €/MWh. La valeur médiane de la contribution représenterait environ 6,5 % de la facture hors taxe d'un client particulier et jusqu'à 12 % de celle d'un industriel.

La loi du 10 février 2000 prévoit que la CSPE ne peut dépasser un plafond égal à 7% du tarif de vente du kWh, hors abonnement et hors taxes, correspondant à une souscription d'une puissance de 6 kVA (dit

tarif de référence), soit 5,3 €/MWh à ce jour. Son article 5 dispose que la CSPE est calculée de sorte que les contributions des consommateurs couvrent l'ensemble des charges de service public supportées par les opérateurs.

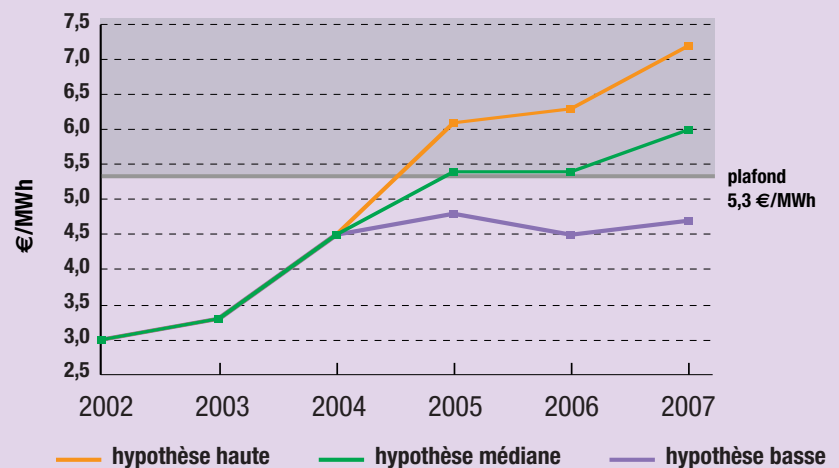
Si le plafond défini par la loi n'est pas modifié, les charges de service public risquent de ne pas pouvoir être intégralement compensées dès 2005.

4 > Le plafonnement de la CSPE à 500 k€

Le plafonnement de la CSPE a fait apparaître deux problèmes :

- les entreprises propriétaires ou gestionnaires de réseaux ferroviaires ou de réseaux de transports collectifs urbains, et les entreprises exploitant des services de transport ferroviaires, ne sont pas plafonnées, contrairement à des industriels ayant des consommations comparables ;
- le plafonnement de la CSPE par site de consommation, déterminé en euros et non en kWh consommés, entraîne chaque année, du fait de la hausse de la CSPE, une augmentation des kWh exonérés qui pèse sur les consommateurs dont la contribution n'est pas plafonnée.

Figure 31 > Evolution prévisionnelle de la CSPE



	Hypothèse basse	Hypothèse haute
Cogénération	Prix d'achat croissant de 78€/MWh en 2005, à 80€/MWh en 2007	Prix d'achat : 85€/MWh sur la période 2005-2007
ZNI	+ 55 M€ en 2005 ; + 25 M€/an en 2006 et 2007 (prix du pétrole 30 € le baril)	+ 120 M€ en 2005 ; + 40 M€/an en 2006 et 2007 (prix du pétrole 38 € le baril)
Dispositions sociales	+ 120 M€/an sauf en 2004 : 10 M€, en 2005 : 100 M€	+ 144 M€/an sauf en 2004 : 30 M€

Source : CRE

4 Tarifs de vente de l'électricité

Conformément à la loi du 10 février 2000, la CRE est saisie pour avis sur les projets de décisions relatives aux tarifs de vente aux clients non éligibles et aux tarifs de cession aux distributeurs non nationalisés. Ses avis ne sont pas publics tant que les décisions correspondantes ne sont pas publiées.

1 > Le projet de décret modifiant la structure des tarifs de vente aux clients non éligibles n'est pas publié

La CRE a été saisie le 21 février 2003 d'un projet de décret relatif aux tarifs de vente, hors taxes, de l'électricité aux clients non éligibles.

La CRE a rendu un avis le 28 avril 2003 sur ce décret, qui n'est pas publié à la date de rédaction du présent rapport.

Ce projet de décret prévoit un mouvement tarifaire en structure, à niveau global constant, et a pour objet la prise en compte du tarif acheminement dans les tarifs des clients non éligibles, répondant ainsi aux exigences des directives européennes de 1996 et de la loi du 10 février 2000 : séparation comptable des activités de réseaux et de fourniture et absence de subvention croisée entre les activités ouvertes à la concurrence et les activités demeurant sous monopole.

2 > Les tarifs de vente aux clients non éligibles ont été augmentés de 3% au 30 juin 2003

La CRE a été saisie le 17 juin 2003 d'un projet d'arrêté prévoyant d'augmenter de 3 %, à structure tarifaire inchangée, les tarifs de vente, hors taxes, de l'électricité aux clients non éligibles.

Dans son avis du 18 juin 2003, la CRE a estimé que cette augmentation se justifiait

par la prise en compte du surcoût imposé aux opérateurs électriques par la mise en œuvre des dispositions légales ou réglementaires : service public de l'électricité, mise en place du fonds créé par l'association européenne des gestionnaires de réseaux de transport (ETSO), redevance d'occupation du domaine public (RODP), taxe hydraulique.

A cette occasion, la CRE a rappelé, conformément à la loi du 10 février 2000 et du décret du 26 juillet 2001, que les tarifs de vente doivent être établis en fonction, d'une part, des coûts de production et de commercialisation et, d'autre part, des coûts d'accès aux réseaux. Ceci permet de s'assurer de manière détaillée de l'absence de subventions croisées entre les activités sous monopole et les activités ouvertes à la concurrence.

3 > Les tarifs de vente aux clients non éligibles ont été abaissés de 1,2 €/MWh au 1^{er} janvier 2004

La CRE a été saisie le 9 janvier 2004 d'un projet d'arrêté prévoyant d'abaisser les tarifs de vente, hors taxes, de l'électricité aux clients non éligibles, pour compenser la hausse de la contribution au service public de l'électricité en 2004 par rapport à la contribution 2003, le gouvernement souhaitant que cette hausse "n'ait pas de conséquences significatives pour les ménages". La CRE a rendu un avis défavorable à ce projet d'arrêté le 22 janvier 2004.

En effet, une baisse des tarifs ne peut se justifier, aux termes de la loi, que par une diminution des coûts de production et de commercialisation d'EDF. Or, il n'apparaît pas que ces coûts connaissent une évolution susceptible d'entraîner une baisse des tarifs.

La CRE observe, en outre, qu'une telle baisse de l'ensemble des tarifs réglementés

constitue un frein au développement de la concurrence. Des tarifs fixés artificiellement bas peuvent, en effet, gêner le développement d'offres alternatives compétitives et dissuader les consommateurs de vouloir faire jouer la concurrence. Cette baisse envoie, ainsi, au moment de l'ouverture du marché à tous les clients professionnels, un mauvais signal leur laissant penser que les tarifs réglementés auraient vocation à ne pas augmenter, alors que le prix de l'électricité sur le marché a connu une hausse significative en 2003.

Soucieuse de la préoccupation exprimée par le gouvernement, qui souhaite que la hausse de la CSPE n'ait pas de conséquences significatives pour les ménages, la CRE a toutefois estimé dans son avis que, si une baisse devait être opérée, elle devait se limiter aux seuls tarifs bleus domestiques, qui s'appliquent aux ménages pour lesquels l'ouverture du marché n'aura pas lieu avant le 1^{er} juillet 2007.

Néanmoins, tous les tarifs de l'électricité ont été abaissés de 1,2 €/MWh (HT) à compter du 1^{er} janvier 2004, par arrêté du 28 février 2004, publié au Journal officiel du 30 mars 2004.

4 > La tarification spéciale "produit de première nécessité" entrera en vigueur le 1^{er} janvier 2005

La CRE a été saisie, le 3 mai 2002 d'un projet de décret relatif à la tarification spéciale de l'électricité comme produit de première nécessité. Elle a rendu un avis favorable le 27 juin 2002, antérieurement à la création de la CSPE. Le décret a été publié au Journal officiel le 10 avril 2004.

Ce décret fixe à 5 520 € par an le plafond de ressources en dessous duquel un foyer peut bénéficier de cette tarification spéciale. Celle-ci est calculée en appliquant un pourcentage de réduction aux tarifs de vente de l'électricité sans effacement ni horosaisonnalité applicables aux clients non éligibles ayant souscrit une puissance dans la limite

de 9 kVA. Ce pourcentage, compris entre 30 et 50%, dépend de la composition familiale du foyer. Cette tarification devrait concerner environ 1,5 million de foyers français à partir du 1^{er} janvier 2005.

5 > Les tarifs de cession aux distributeurs non nationalisés ont été soumis à l'avis de la CRE

La CRE a été saisie le 24 novembre 2003 d'un projet de décret relatif aux tarifs de cession de l'électricité aux distributeurs non nationalisés (DNN), pris en application des articles 4 et 22 de la loi du 10 février 2000. La CRE a rendu son avis le 8 janvier 2004. Le décret n'est pas publié à la date de rédaction du présent rapport.



> Le fonctionnement de la CRE

Le fonctionnement de la CRE	83
1. La mise en œuvre pratique des diverses attributions	83
2. Les moyens	88

Le fonctionnement de la CRE

1 La mise en œuvre pratique des diverses attributions

1 > Une méthode de travail fondée sur la réactivité, la concertation et la transparence.

L'activité de la CRE s'est très sensiblement accrue au cours de la période écoulée (cf. tableau 8). Cet accroissement est en particulier dû à l'extension au gaz de ses compétences, à l'accélération du calendrier d'ouverture du marché et au développement de l'activité européenne des régulateurs.

Elle a, ainsi, tenu quatre-vingt-neuf séances contre soixante-dix au cours de l'année précédente. Ces séances peuvent être formelles ou informelles. Dans le cas de séances formelles, des délibérations, qui sont des avis, des propositions, des décisions ou des communications, sont adoptées.

Dans un souci d'associer en permanence les acteurs du marché, les délibérations de la CRE sont le plus souvent précédées d'auditions.

Ainsi, sur l'exercice écoulé, la CRE a procédé à cent quatorze auditions, contre soixante et une au cours de l'exercice précédent. Par exemple, la délibération du 24 décembre 2003 portant sur les travaux du groupe de travail gaz 2004 (GTG 2004), mis en place en vue de l'ouverture du 1^{er} juillet 2004, a été précédée par l'audition de quatorze acteurs du marché du gaz. De même, la délibération analogue pour l'électricité (GTE 2004) a été précédée par l'audition de vingt-six acteurs du marché de l'électricité. Des délibérations sont prises après avoir procédé à des consultations publiques. Pendant l'exercice écoulé, celles-ci ont été

au nombre de sept, contre deux les douze mois précédents. Elles ont concerné, par exemple, la tarification de l'utilisation des réseaux d'électricité et de gaz, des terminaux méthaniers, et les référentiels techniques applicables par les gestionnaires des réseaux publics d'électricité.

Les délibérations sont toujours rendues publiques, le plus souvent à l'initiative de la CRE, dans les autres cas par le gouvernement.

En effet, la CRE n'a pas la possibilité de faire connaître elle-même la totalité de ses délibérations car, selon la loi du 10 février 2000, celles portant sur ses avis ou propositions au gouvernement sont publiées par l'autorité administrative compétente, lorsque celle-ci prend sa décision sur leur base.

2 > Les règlements de différend contribuent à préciser la réglementation.

La CRE est compétente pour régler les différends entre les utilisateurs et les gestionnaires des réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité, les opérateurs des ouvrages de transport et de distribution de gaz naturel et les exploitants des installations de gaz naturel liquéfié, dès lors que ces différends sont liés à l'accès à ces réseaux, ouvrages et installations ou à leur utilisation. La procédure de règlement de différend permet d'assurer l'effectivité de l'accès aux ouvrages. Elle permet aussi de préciser les règles de cet accès.

Cette procédure se caractérise par sa rapidité, la loi prévoyant que, sauf cas particulier, la CRE se prononce dans un délai de deux mois à compter de sa saisine. La pro-

Dans un souci d'associer en permanence les acteurs du marché, les délibérations de la CRE sont le plus souvent précédées d'auditions

Tableau 8 > L'activité de la CRE en chiffres sur un an

Nombre d'avis	12
Nombre de communications	9
Nombre de décisions (propositions, décisions à l'exception des règlements de différend)	23
Nombre d'auditions	114
Nombre de consultations publiques	7
Nombre de décisions de règlement de différend	11

Source : CRE

Le nombre de règlements de différend, dont la CRE a été saisie au cours de l'exercice, a connu un net accroissement

rogation du délai n'a été décidée que lorsqu'elle est apparue strictement nécessaire pour les besoins de l'instruction (décision Réseau ferré de France et SNCF du 24 juin 2003, décision Eurotunnel du 11 septembre 2003 et décision Montjoyer et Rochefort-en-Valdaine du 23 octobre 2003).

Afin de concilier le principe du contradictoire et l'exigence de célérité, les échanges entre les parties se poursuivent jusqu'à la séance. Au cours de celle-ci, les commissaires peuvent poser directement des questions aux parties, et, le cas échéant, soulever des moyens qui n'auraient pas été invoqués dans le cadre de la procédure écrite. Les observations écrites et orales des parties sont visées dans la décision finale.

Bien que les conditions de recevabilité soient peu contraignantes, la CRE doit fréquemment inviter les demandeurs à mieux formuler leur saisine. Seules sont recevables en effet les demandes ayant fait l'objet d'un litige entre les parties préalablement à la saisine de la CRE (décision Réseau ferré de France et SNCF du 24 juin 2003).

Le nombre de règlements de différend, dont la CRE a été saisie au cours de l'exercice, a connu un net accroissement en raison de la progression de demandes de raccordement d'installations de production relevant du régime de l'obligation d'achat.

Ainsi que l'a jugé la Cour d'appel (Cour d'appel de Paris, 24 février 2004, EDF c/ Sinerg), la CRE est compétente pour statuer sur un litige, alors même qu'un tribunal en est déjà saisi.

Lorsqu'elle est saisie d'un recours, la Cour d'appel de Paris, investie d'un pouvoir d'annulation et de réformation, exerce un contrôle sur les décisions de règlement de différend prononcées par la CRE. Elle en vérifie à la fois la légalité externe (compétence, respect du principe du contradictoire, motivation) et la légalité interne (application de la règle de droit, qualification juridique des faits). La seule décision annulée, à ce jour, par la Cour d'appel de Paris l'a été pour une atteinte au principe du contradictoire, la CRE ayant relevé d'office le moyen tiré de la méconnaissance par EDF de l'article 8 du cahier des charges de la concession à EDF du réseau d'alimentation générale en énergie électrique (Cour d'ap-

pel de Paris, 24 février 2004, EDF c/ Sinerg). Les obligations qui pèsent sur la Commission en matière de respect du principe du contradictoire sont donc particulièrement strictes et peuvent se révéler difficilement conciliables avec le respect du délai de deux mois, imparti par la loi pour statuer sur une demande de règlement de différend.

A. Le champ d'intervention en matière de différend

Diverses décisions rendues au cours de l'exercice écoulé permettent d'illustrer le champ d'intervention de la CRE.

Celle-ci est notamment compétente pour connaître d'un différend né avant la loi du 10 février 2000, et toujours pendant à la date de l'entrée en vigueur de celle-ci (décision Pestka du 5 juin 2003 et Cour d'appel de Paris, 24 février 2004, EDF c/ Sinerg).

S'agissant des différends entre utilisateurs et gestionnaires des réseaux publics, la notion d'utilisateur, au titre de laquelle la CRE peut intervenir, recouvre non seulement les clients éligibles qui concluent un contrat d'accès aux réseaux, mais aussi les clients non éligibles pour lesquels la fourniture d'électricité s'effectue sans contrat distinct pour l'accès au réseau (décision Pestka du 5 juin 2003).

En revanche, la CRE n'est pas compétente pour trancher des litiges relatifs à l'obligation d'achat. Par leur nature et la qualité des parties qu'ils mettent en présence, ces litiges n'entrent pas dans le champ d'application de l'article 38 de la loi du 10 février 2000 (décisions AESM du 12 décembre 2002, Papeterie de Bègles du 27 mars 2003 et La Conque et Les Quatre Bornes du 6 novembre 2003).

Il en va de même du litige relatif à la rémunération due par RTE à la SNCF pour l'utilisation des ouvrages de transport d'électricité qui ont été remis en dotation par l'Etat à cet établissement public. Un tel différend ne relève pas, eu égard à la qualité des parties qu'il met en cause et à son objet, de ceux dont il appartient à la CRE de connaître. Dans ce cas, en effet, la SNCF n'intervient pas en tant qu'utilisateur du réseau public de transport d'électricité et le contrat qu'elle conclut avec RTE pour régler les modalités d'utilisation des ouvrages

n'est pas une condition d'exercice du droit d'accès au réseau (décision Réseau ferré de France et SNCF du 24 juin 2003).

B. L'accès aux réseaux et leur utilisation

Les attributions de la CRE en matière de règlement de différend font de celle-ci la garante de l'accès aux réseaux publics et de leur utilisation, dans des conditions non discriminatoires et transparentes.

a DÉFINITION DES NOTIONS DE RÉSEAU DE TRANSPORT ET DE POINT DE RACCORDEMENT

En l'absence de définition précise du transport d'électricité dans le cadre juridique national, la CRE s'est référée à la directive européenne du 19 décembre 1996 pour en déduire que l'ensemble des ouvrages interconnectés fait partie intégrante du réseau public de transport. Tel est le cas notamment des ouvrages remis en dotation à la SNCF. Le droit d'accès de tous les utilisateurs au réseau public de transport d'électricité, comprenant les ouvrages interconnectés de la SNCF, doit donc s'exercer conformément au tarif fixé par le décret du 19 juillet 2002. L'entreprise de transport ferroviaire ne peut bénéficier d'une tarification particulière qui tiendrait compte de sa contribution à sa propre alimentation (décision Réseau ferré de France et SNCF du 24 juin 2003).

Par ailleurs, en vertu des dispositions combinées des décrets du 26 avril 2001 et du 19 juillet 2002, le tarif d'accès au réseau public de transport dépend de la tension au point de raccordement. Celui-ci correspond à la limite de propriété entre les installations électriques de l'utilisateur et les ouvrages relevant de la concession du réseau d'alimentation générale (RAG). Or, conformément aux dispositions de l'article 8 du cahier des charges de la concession du RAG attribuée à EDF, les ouvrages de raccordement s'intègrent au réseau public. Il en résulte que le point de raccordement, dont la tension détermine le tarif applicable, se situe nécessairement en aval desdits ouvrages. La définition du point de raccordement qui figure au décret du 27 juin 2003, relatif aux prescriptions auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement au réseau public de

transport, ne s'applique donc pas pour la tarification de l'accès au réseau (décision Eurotunnel du 11 septembre 2003 et Cour d'appel de Paris, 6 avril 2004, Eurotunnel).

b ETENDUE DU DROIT DE RACCORDEMENT

En application des articles 3 du décret du 13 mars 2003 et 4 du décret du 27 juin 2003, un producteur d'électricité dispose d'un droit de raccordement dans le domaine de tension non seulement égal, mais aussi inférieur à la tension de raccordement de référence de son installation. Il s'ensuit que le gestionnaire du réseau public de distribution, au même titre que celui du transport, est tenu d'instruire la demande de raccordement, même lorsque la puissance maximale de production de l'installation en cause est supérieure à la puissance limite correspondant à son domaine de tension, de façon à déterminer la solution technique qui présente le moindre coût (décision SITOM Nord Isère du 1^{er} octobre 2003).

Les dispositions du 3^e alinéa de l'article 3 du décret du 13 mars 2003 permettent le raccordement d'une installation de production d'électricité à un réseau public de distribution autre que celui du gestionnaire du réseau assurant la desserte de la zone, dès lors que les parties concernées en sont d'accord. Cet accord ne saurait cependant être subordonné à l'accomplissement, par le gestionnaire du réseau assurant la desserte de la zone concernée de l'installation, de l'ensemble des démarches auprès de l'autre gestionnaire de réseau (décision La Conque et Les Quatre Bornes du 6 novembre 2003).

c OBLIGATIONS DU GESTIONNAIRE DE RÉSEAU

Le gestionnaire du réseau est soumis à des obligations de diligence et de transparence dans le traitement des demandes de raccordement. La CRE s'est notamment prononcée sur les conséquences qui doivent être tirées de la méconnaissance, par le gestionnaire du réseau public de transport, du délai maximum de trois mois fixé par l'article 8 du cahier des charges de la concession du RAG, pour formuler une proposition technique et financière lorsqu'il est saisi par un producteur d'une demande de raccordement. L'absence de proposition dans le délai imparti doit être considérée comme un refus d'accès, justifiant la saisine éventuelle de la CRE sur le fondement de l'article 38 de la loi du 10 février 2000 (décision Montjoyer et Rochefort-en-Valdaine du 23 octobre 2003 et Cour d'appel de Paris, 11 mai 2004, Montjoyer et Rochefort-en-Valdaine).

La seule méconnaissance du délai réglementaire de trois mois ne saurait toutefois avoir pour effet d'invalider la proposition technique et financière présentée par le gestionnaire du réseau, dès lors qu'elle n'est pas à l'origine du retard pris pour la réalisation du projet du demandeur (décision Montjoyer et Rochefort-en-Valdaine du 23 octobre 2003 et Cour d'appel de Paris, 11 mai 2004, Montjoyer et Rochefort-en-Valdaine).

En outre, manque à ses obligations d'information et de transparence le gestionnaire de réseau qui néglige de signaler au demandeur de raccordement l'existence de



Séance de la Commission de régulation de l'énergie

Un comité consultatif de régulateurs a été créé par la commission européenne le 11 novembre 2003, avec pour mission de la "conseiller et de l'assister dans son action visant à consolider le marché intérieur"

coûts supplémentaires ou omet de faire état de contraintes techniques particulières dont il avait pourtant connaissance (décision SARL Cogé de Kerverzet du 30 octobre 2003 et Cour d'appel de Paris, 8 juin 2004, EDF c/SARL Cogé de Kerverzet).

En proposant les conditions de raccordement, le gestionnaire doit justifier de l'ensemble des coûts qu'il facturera au demandeur. S'il a manqué à cette obligation de transparence, il s'expose à voir le prix facturé au demandeur diminué du montant des travaux dont il n'a pas été en mesure d'établir le bien-fondé (décision SARL Cogé de Kerverzet du 30 octobre 2003 et Cour d'appel de Paris, 8 juin 2004, EDF c/SARL Cogé de Kerverzet).

Le prix du raccordement au réseau public doit par ailleurs correspondre à la solution de moindre coût pour le demandeur. De plus, en cas de pluralité d'installations de production à raccorder, il doit être calculé au prorata de la puissance maximale de chacune d'elles (décision Montjoyer et Rochefort-en-Valdaine du 23 octobre 2003 et arrêt de la Cour d'appel de Paris du 11 mai 2004).

C. Les limites du pouvoir de règlement de différend

La CRE est soumise au respect de l'autorité de la chose jugée qui s'attache aux décisions du juge. Toutefois, comme dans l'affaire Sinerg, la circonstance qu'un recours contentieux se trouve pendant devant le juge administratif ne fait pas obstacle à l'exercice, par la CRE, de sa propre compétence de règlement de différend.

Par ailleurs, ni l'article 38 de la loi du 10 février 2000, ni aucun autre texte ne donne compétence à la CRE pour condamner la partie perdante à rembourser les frais de procédure exposés par l'autre partie (décision Eurotunnel du 11 septembre 2003 et arrêt de la Cour d'appel de Paris du 6 avril 2004).

En outre, il ne lui appartient pas de prononcer des condamnations tendant à l'exécution d'obligations contractuelles ou à la réparation d'un préjudice né de leur inexécution (Cour d'appel de Paris, 24 février 2004, EDF c/ Sinerg). Ainsi, la CRE ne peut pas faire droit à une demande tendant à l'octroi de dommages et intérêts (Cour d'appel de Paris, 6 avril 2004, Eurotunnel).

3 > Mise en œuvre de quatre appels d'offres pour la production d'électricité

Dans le cadre des objectifs arrêtés le 7 mars 2003 pour la programmation pluriannuelle des investissements, le ministre chargé de l'Energie a décidé, en application de l'article 8 de la loi du 10 février 2000, de lancer des appels d'offres portant sur des installations de production d'électricité.

En 2003, la CRE a donc, pour la première fois, exercé la compétence correspondante, consistant en ce qu'elle rédige les cahiers des charges, instruit les dossiers de candidature et rend un avis motivé sur le choix des candidats.

Ces appels d'offres concernent des installations de production d'électricité portant respectivement sur des centrales éoliennes à terre, des centrales éoliennes en mer, des centrales produisant de l'énergie à partir de biomasse et de biogaz, une centrale thermique de pointe faisant appel à une turbine à combustion.

4 > Les pouvoirs de contrôle et de sanction

A. La CRE a utilisé son droit à l'information

En application de l'article 33 de la loi du 10 février 2000, la CRE dispose d'un droit d'accès à l'ensemble des informations nécessaires à l'exercice de ses missions. Ce droit porte sur les informations détenues par les opérateurs du secteur ou par les ministres chargés de l'Economie ou de l'Energie. En cas de refus opposé par un opérateur à une demande d'information, des sanctions peuvent être prononcées par la CRE dans les conditions de l'article 40 de la loi du 10 février 2000.

Par ailleurs, l'article 33-I de la loi du 10 février 2000 reconnaît aux agents habilités de la CRE un pouvoir d'enquête pour l'accomplissement de ses missions. Dans le cadre de cette procédure, ils peuvent recueillir toutes les informations utiles auprès de toute entreprise exerçant une activité dans les secteurs du gaz ou de l'électricité. Ils peuvent dans ce but enquêter sur pièces et sur place, dans des conditions respectant le principe du contradictoire.

Au moment de la rédaction du présent rapport, la CRE n'a pas eu à mettre en œuvre la procédure d'enquête. En revanche, elle a utilisé à plusieurs reprises le droit d'accès à l'information, notamment dans l'exercice de

ses prérogatives en matière de tarification et dans sa mission de veille du bon fonctionnement des marchés.

B. Les mises en demeure et les lettres de rappel ont concerné le FSPPE et la CSPE.

Dans le cadre de la procédure de traitement des défauts de déclaration et des défaillances de paiement des contributions au FSPPE prévue par le décret du 6 décembre 2001, la CRE a, au cours de l'année 2003, mis en demeure un opérateur de se conformer à ses obligations déclaratives et contributives. La procédure suit actuellement son cours, l'opérateur en cause ayant formé un recours devant le Conseil d'Etat contre la décision de mise en demeure.

Le nouveau dispositif de compensation des charges de service public, instauré par la loi du 3 janvier 2003, a accru les attributions de la CRE. En cas de défaut ou d'insuffisance de paiement, elle adresse aux contributeurs une lettre de rappel assortie de pénalités de retard (dont le taux est fixé à 10% du montant de la contribution due). De plus, elle diligente les procédures de recouvrement contentieux. La mise en œuvre de cette procédure est soumise au respect des droits de la défense, dans les conditions de l'article 33-III de la loi du 10 février 2000.

Au début de l'année 2004, la CRE a adressé, dans ce cadre, une lettre de rappel, assortie de pénalités de retard, à deux consommateurs finals d'électricité qui, ayant entendu bénéficier du plafonnement de 500 000 euros fixé par l'article 5 de la loi du 10 février 2000, avaient suspendu le paiement de la contribution au service public de l'électricité (CSPE). Après avoir recueilli leurs observations écrites et orales, la CRE a estimé qu'ils étaient redevables de la CSPE sans bénéficier du plafonnement de 500 000 euros auquel ils prétendaient.

C. Il n'a pas été nécessaire de prononcer des sanctions

En vertu de l'article 40 de la loi du 10 février 2000, la CRE dispose du pouvoir de sanctionner les manquements qu'elle constate de la part des gestionnaires, exploitants ou utilisateurs de réseaux publics d'électricité et de gaz ou d'installations de gaz naturel liquéfié.

Dans ce cadre, la CRE peut prononcer une interdiction temporaire d'accès aux réseaux publics, pour une durée n'excédant pas un

an, ou une sanction pécuniaire, si le manquement n'est pas constitutif d'une infraction pénale.

Depuis sa création, la CRE n'a pas eu à faire usage de ce pouvoir de sanction.

5 > Le développement de l'activité européenne des régulateurs

A. La coordination entre les régulateurs européens

Plusieurs rencontres bilatérales ont eu lieu au cours de l'exercice écoulé, notamment avec les régulateurs belge, britannique, espagnol, néerlandais et italien. En plus d'échanger des informations sur les dossiers communs et sur les méthodes de travail, ces réunions ont permis de coordonner les actions en matière de flux transfrontaliers. Citons à cet égard la démarche commune avec l'instance de régulation belge (CREG) en vue d'inciter les gestionnaires des réseaux électriques à gérer plus efficacement les interconnexions entre la Belgique et la France. Citons aussi la collaboration avec l'instance de régulation italienne (AEEG) dans le but de tirer les leçons du black-out survenu en Italie en septembre 2003.

La coopération de l'ensemble des régulateurs s'exerce au sein du Conseil Européen des Régulateurs de l'Energie (CEER) qui est présidé par le régulateur portugais. Le président de la CRE assume l'une des deux vice-présidences du CEER, l'autre étant détenue par son collègue britannique.

Le CEER, informel à ses débuts, dispose désormais de structures officielles puisque, en plus d'un secrétariat permanent à Bruxelles créé en 2002, il s'est doté en 2003 de statuts (conformes à la loi belge sur les associations à but non lucratif) et dispose d'un budget de fonctionnement. Les régulateurs des nouveaux Etats membres de l'Union européenne ont été intégrés au CEER.

Le CEER a créé plusieurs groupes de travail : la CRE est particulièrement active dans les groupes "électricité" (dont elle assure une vice-présidence), le groupe "gaz" (où elle a largement participé aux travaux relatifs aux *hubs* et aux stockages) et le groupe "nouveaux Etats membres".

Par ailleurs, en application des directives européennes du 26 juin 2003, un comité consultatif de régulateurs a été créé par la Commission européenne le 11 novembre 2003, avec pour mission de la "conseiller et de l'assister dans son action visant à

consolider le marché intérieur". Ce comité, dénommé ERGEG (*European Regulators Group for Electricity and Gas*), a adopté et publié son programme de travail, arrêté en collaboration avec la Commission européenne. L'ERGEG comprend les membres du CEER, des représentants de la Commission européenne et de l'Allemagne, qui ne peut pas faire partie du CEER, car elle n'a pas encore institué de régulateur indépendant. Le président et les vice-présidents de l'ERGEG sont les mêmes que ceux du CEER.

B. Les contacts avec les institutions communautaires

La CRE entretient des relations directes avec la Commission européenne : direction générale Transports et Energie (DG TREN) et direction générale Concurrence (DG COMP). Les échanges portent sur l'évolution des marchés, ainsi que sur la préparation du forum de Florence* (électricité) et de celui de Madrid (gaz). Ils concernent aussi la préparation de documents que la Commission européenne publie régulièrement, tels que celui portant sur sa vision à moyen terme pour le marché intérieur (*strategy paper*) et ses rapports d'étalonnage sur la mise en œuvre du marché intérieur. La DG COMP a également consulté la CRE sur les engagements qu'un opérateur gazier français avait proposés en vue de conclure à l'amiable un litige portant sur l'accès aux réseaux.

6 > Les relations internationales

Pendant l'exercice écoulé, des contacts bilatéraux ont eu lieu avec des régulateurs ou administrations de pays non membres de l'Union européenne. Des délégations étrangères, intéressées par la régulation en France, ont été reçues par la CRE.

Concernant le domaine multilatéral, la CRE a participé en 2003 à l'examen, par l'OCDE, de la politique de la concurrence en France. Un exercice comparable, avec le concours de la CRE, a été réalisé sous l'égide de l'AIE.

Enfin, des contacts ont eu lieu régulièrement avec des représentations diplomatiques françaises à l'étranger et ponctuellement avec des représentations diplomatiques étrangères à Paris.

L'ensemble de ces contacts a permis à la CRE de mieux faire connaître la réalité des efforts accomplis dans notre pays pour ouvrir effectivement les marchés de l'électricité et du gaz.

2 Les moyens

1 > Les collaborateurs forment une équipe pluridisciplinaire

Le nombre des emplois budgétaires de la CRE, après avoir été de 80 en 2001 et 2002, est passé à 96 en 2003, puis à 108 en 2004.

Fin 2003, les cadres représentaient 85% des effectifs et les assistantes 9%. La proportion des femmes s'est élevée à 37%, celle des hommes à 63%. L'âge moyen était de 38 ans. Les personnels étaient composés de 75% d'agents contractuels, dont plus d'un tiers provenant d'entreprises du secteur de l'énergie et de 25% de fonctionnaires de l'Etat (armement, mines, ponts et chaussées, trésor, impôts, etc.).

La CRE recrute des collaborateurs venant autant des administrations que des secteurs d'activité proches de ses métiers – entreprises, consultants, universités, autres régulateurs, organismes internationaux, etc. – (cf. figure 32). Maintenir un niveau d'expertise élevé par la formation permanente et le développement continu des compétences est un objectif constant de la CRE.

Comme lors des précédents exercices, la politique de formation permanente a répondu à trois objectifs :

- développer les compétences spécifiques à l'exercice de la régulation ;
- accroître l'efficacité personnelle (informatique, langues étrangères) ;
- soutenir des projets individuels, y compris qualifiants, en rapport avec les activités de la CRE.

En 2003, 85% des effectifs ont bénéficié d'une formation, pour un total de 174 actions, représentant 435 jours de formation, soit en moyenne un peu plus de 4 jours par agent et par an.

La politique de rémunération est fondée, notamment, sur la reconnaissance des capacités professionnelles et des responsabilités exercées, ainsi que sur les efforts déployés par chacun pour atteindre les objectifs qui lui sont fixés. Les rémunérations annuelles moyennes brutes se sont

établies comme suit : 29k€ pour les non cadres, 34k€ pour les cadres moyens, 49k€ pour les cadres chargés de mission

et 94k€ pour les cadres supérieurs ou dirigeants. Le rapport entre la moyenne des 10% des salaires les plus élevés et des 10% des salaires les plus bas a été de 3,5. Un bilan social a été réalisé pour la première fois en 2003. Il est accessible à l'ensemble des personnels via l'intranet de la CRE. Davantage qu'une simple photographie, il constitue une source d'informations utiles participant à la constitution d'une mémoire collective et permettant à chaque agent de se situer au sein de sa communauté professionnelle.

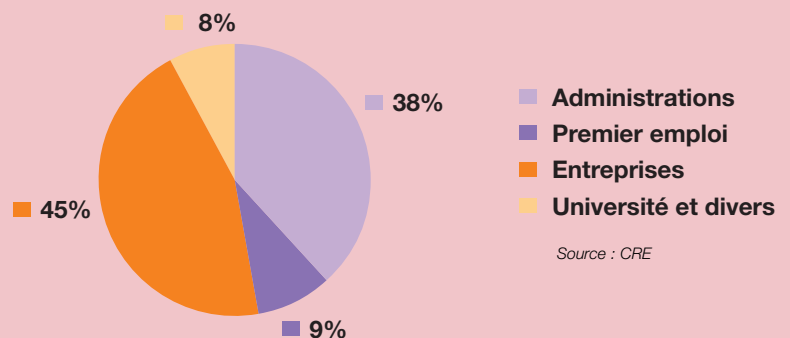
L'instauration d'un compte épargne-temps a complété, en 2003, le dispositif de réduction du temps de travail, qui avait été instauré en 2001.

2 > Les ressources doivent être adaptées à l'élargissement des missions

Le budget de la CRE est aujourd'hui insuffisant pour qu'elle exerce effectivement les missions qui sont devenues les siennes. Cette insuffisance est préoccupante, en particulier dans la perspective de l'accélération de l'ouverture des marchés, en application des directives européennes du 26 juin 2003. La CRE doit, en effet, faire face à l'accroissement des tâches liées à l'ouver-

Une meilleure indépendance de la CRE pourrait être assurée en la finançant, non plus par le budget général de l'Etat, mais par une contribution minime des consommateurs finals d'électricité et de gaz

Figure 32 > Origine des personnels de la CRE (31 décembre 2003)



Source : CRE

ture des marchés à l'ensemble des professionnels le 1^{er} juillet 2004.

Les moyens actuels de la CRE restent très en deçà de l'objectif défini dans les rapports de préfiguration de la régulation établis, en janvier et décembre 2000, à la demande du Gouvernement. Ces rapports fixent à 150 emplois les effectifs nécessaires.

Ainsi que le montre le tableau 9, ses moyens sont, en valeur absolue, inférieurs à ceux des régulateurs européens du secteur, même si leurs compétences peuvent être parfois différentes d'un pays à l'autre. Ils le sont également en valeur relative si on les rapporte aux consommations d'électricité et de gaz. La CRE, avec dix emplois et

1 M€ de budget pour 100 TWh, figure parmi les régulateurs dotés des moyens les plus faibles. Toujours en proportion de la consommation d'énergie, les effectifs des régulateurs en Espagne et au Royaume-Uni sont respectivement 3 et 2,3 fois plus élevés qu'en France. De même, les ressources financières des régulateurs en Espagne et au Royaume-Uni sont quatre fois plus élevées que celles de la CRE.

3 > L'indépendance et le cadre budgétaire

Pour l'électricité, le principe d'indépendance de la CRE résulte de la loi du 10 février 2000. Il a été étendu au gaz par la loi du 4 janvier 2003. Il a été réaffirmé, pour l'électricité et le gaz, par les directives européennes du 26 juin 2003.

Or, il revient actuellement au ministre chargé de l'Énergie, dans le cadre de l'élaboration du projet de loi de finances, de déterminer les crédits nécessaires à l'accomplissement des missions dont la CRE a la responsabilité. Cette tutelle budgétaire est à mettre en rapport avec le fait que le ministre exerce aussi, au nom de l'Etat, la fonction de propriétaire des principales entreprises d'électricité et de gaz, dont la CRE a justement pour mission de réguler les activités.

En outre, l'actuelle tutelle est accentuée par les mesures gouvernementales de régulation budgétaire, évidemment inadaptées aux structures en expansion telles que la CRE (cf. tableau 10). C'est ainsi que, malgré une dotation initiale de crédits pour 2003 déjà insuffisante au regard de l'exten-

sion de ses missions, les ressources de la CRE ont fait l'objet, en 2003, de mesures d'annulation, correspondant à 7% de son budget, ainsi que de gels budgétaires, représentant 10 % de son budget.

Une meilleure indépendance de la CRE pourrait être assurée en substituant au contribuable le consommateur d'électricité ou de gaz, autrement dit en finançant la

CRE, non plus par le budget général de l'Etat, mais par une contribution minimale des consommateurs finals d'électricité et de gaz. C'est, du reste, la solution qui a été retenue pour la plupart des autorités de régulation du secteur de l'énergie dans l'Union européenne. Si cette disposition était mise en œuvre dans notre pays, la contribution nécessaire au financement de

Tableau 9 > Comparaison des moyens des autorités de régulation de l'énergie en Europe

PAYS	Emplois		Budget annuel (M€)		TWh d'électricité et de gaz consommés	Budget pour 100 TWh d'électricité et de gaz (M€)	Emplois pour 100TWh d'électricité et de gaz	Origine du budget
	2003	2004 ^(a)	2003	2004 ^(a)	2003 ^(a)	2003	2003	E/P ⁽³⁾
Portugal	53	51	7,0	7,0	77	9	69	E/P
Irlande	39	39	10,0	8,5	72	14	54	P
Grèce	40	60	4,4	5,6	83	5	48	P
Autriche	67	66	9,0	9,3	161	6	42	P
Danemark	33	33	3,4	3,3	88	4	38	P
Espagne	153	175	19,0	20,7	512	4	30	P
Suède	39	42	4,0	3,0	156	3	25	E/P
Royaume-Uni ⁽¹⁾	300	295	52,9	49,9	1331	4	23	P
Belgique	60	74	10,8	11,6	273	4	22	P
Luxembourg	3	3	0,5	0,7	23	2	13	P
Finlande	17	24	1,6	2,4	138	1	12	E/P
Pays-Bas	55	55	8,7	5,1	564	2	10	E
France ⁽²⁾	96	108	12,2	13,8	976	1	10	E
Italie	104	100	25,0	26,0	1135	2	9	P
Allemagne	-	-	-	-	1508	-	-	-

(1) hors Energy Watch

(2) loi de finances initiale

(3) E = Budget de l'Etat / P = prélèvements sur opérateurs (fees)

(a) provisoire

Source: régulateurs européens, AIE, Eurogas *

Tableau 10 > Evolution des dotations budgétaires de la CRE 2000-2004

Loi de finances	Emplois		Masse Salariale (M€)	Fonctionnement (M€)	Budget total
	Emplois budgétaires	Effectifs réels au 31-12			
2000 ⁽¹⁾	55	39	3	4,57	7,57
2001 ⁽¹⁾	80	71	4,57	4,57	9,14
2002 ⁽¹⁾	80	73	4,99	5,56	10,55
2003 ⁽²⁾	96	95	6,57	5,60	12,17
2004 ⁽²⁾	108	---	7,58	6,27	13,85

(1) Régulation de l'électricité

(2) Régulation de l'électricité et du gaz

Source : CRE

■ 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).
- **Capacité horaire** : débit horaire maximal de gaz souscrit auprès d'un opérateur de réseau de transport ou de distribution.
- **Capacité journalière** : débit journalier maximal de gaz souscrit auprès d'un opérateur de réseau de transport ou de distribution.
- **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).
- **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.
- **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.
- **Consommateur électro-intensif** : consommateur industriel dont la consommation d'électricité représente une part importante de ses coûts.
- **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 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 échoués** : coûts résultant des politiques choisies ou imposées aux opérateurs historiques avant l'ouverture du mar-

ché qui ne peuvent pas être couverts dans les conditions du marché ouvert à la concurrence.

■ **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 pu produire lui-même. Les économies induites par la "non production" de cette énergie constituent les coûts évités.

■ **Cycles combinés** : voir centrale électrique à cycles combinés.

■ **Deep cost** : coût direct et indirect du raccordement à un réseau qui comprend non seulement le raccordement lui-même mais aussi les coûts de renforcement effectués en amont du point de raccordement.

■ **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

■ **Ecart 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.

■ **European Transmission System Operators (ETSO)** : association qui a pour but de coordonner les gestionnaires des réseaux de transport européens. Elle

regroupe les gestionnaires des réseaux de transport des pays suivants : Irlande (Nord et Sud), Grande-Bretagne, Portugal, Espagne, France, Belgique, Luxembourg, Pays-Bas, Danemark, Norvège, Suède, Finlande, Allemagne, Suisse, Italie, Grèce, Slovaquie, Autriche, République Tchèque, République Slovaque, Pologne, Hongrie.

■ **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.

■ **Fixage** : système de cotation d'un produit (par exemple bloc horaire sur Powernext) 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 Powernext 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 "rurban") 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 "rurban".

■ **Fuseau de moindre impact** : bande de passage d'un ouvrage de transport électrique, pouvant atteindre plusieurs centaines de mètres de large, définie lors de la concertation sur les solutions envisageables pour le projet d'investissement

(avec les maires des communes concernées et les services de l'État). Une nouvelle concertation sera ensuite engagée sur le terrain par RTE, afin d'affiner cette solution et de proposer un tracé préférentiel à l'intérieur de ce fuseau.

■ **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.

■ **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.

■ **IFA 2000** : Interconnexion électrique France-Angleterre, d'une puissance de 2000 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).

- **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.
- **Nordel** : association pour la coordination des gestionnaires des réseaux de transport scandinaves. Elle regroupe les gestionnaires des réseaux de transport des pays suivants : Danemark Est, Suède, Finlande, Norvège.
- **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.
- **Odorisation** : opération consistant à ajouter au gaz naturel, qui est inodore, des produits d'odeur particulière, tels que les mercaptans, afin de permettre, dans un but de sécurité, une détection olfactive de la présence de gaz.
- **Off shore (installation éolienne)** : capacité de production éolienne implantée en mer.
- **On shore (installation éolienne)** : capacité de production éolienne implantée sur terre.
- **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.
- **Pancaking** : superposition des tarifs de transport de différents pays.
- **Péninsules électriques** : réseaux d'îles ou de péninsules — Angleterre, Espagne, Italie, Pays scandinaves — faiblement reliés à la plaque continentale.
- **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** : 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 de distribution en exécution d'un contrat acheminement transport ou distribution signé avec lui.
- **Point d'interface transport-distribution** : 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.
- **Pouvoir calorifique inférieur** : quantité d'énergie dégagée par la combustion d'une unité de volume de gaz, la vapeur d'eau étant supposée non condensée et la chaleur correspondante non récupérée.
- **Pouvoir calorifique supérieur** : quantité d'énergie dégagée par la combustion complète d'une unité de volume de gaz, après condensation de la vapeur d'eau et récupération de la chaleur correspondante.
- **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, propane, butane, 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 méthaniens, 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
- finis 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.
- **Shallow cost** : coût de la ligne raccordant directement un site à un réseau électrique à l'exclusion des coûts éventuels de renforcement du réseau en amont du point de raccordement.
- **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.

- **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.
- **Tarifification "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).
- **Tarifification des transits** : tarification d'un flux d'énergie électrique traversant une zone de réglage.
- **Télé-relève** : 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).
- **Terne** : groupe de trois conducteurs permettant d'assurer le transport de courant triphasé.
- **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 regaézification 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'Electricité (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 Montenegro, Macédoine, Allemagne, Grèce, Hongrie, Italie, Luxembourg, Pays-Bas, Pologne, Portugal, Roumanie, République Slovaque, Slovénie, Espagne, Suisse.
- **VPP** : voir centrale virtuelle.
- **Wobbe (indice de)** : quotient du pouvoir calorifique supérieur d'un gaz par la racine carrée de la densité du gaz par rapport à l'air.
- **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 (en pratique, la Corse et les départements d'Outre-Mer).
- **Zone de sortie** : regroupement géographique de points de livraison appartenant à la même zone d'équilibrage, et caractérisé par le même tarif de sortie.

Sigles

AEEG : Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (Autorité pour l'énergie électrique et le gaz)
AFG : Association Française du Gaz
AIE : Agence Internationale de l'Energie
APX : Amsterdam Power Exchange (Pays-Bas)
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 : Comisión Nacional de Energía (Commission nationale de l'énergie) (Espagne)
CNR : Compagnie Nationale du Rhône
CRE : Commission de Régulation de l'Energie (France)
CREG : Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz (Belgique)
CSPE : Contribution au Service Public de l'Electricité
DEGS : Direction EDF GDF Services
DGEMP : Direction Générale de l'Energie et des Matières Premières
DGTREN : Direction Générale de l'Energie et des Transports (Union Européenne)
DIDEME : Direction de la Demande et des Marchés Energétiques
EASE-Gas : European Federation of Energy Traders
EEX : European Energy Exchange
EFET : European Federation of Energy Traders
ELD : Entreprises Locales de Distribution
EREGG : European Regulators Group for Electricity and Gas
ETSO : European Transmission System Operators
EUROGAS : European Gas Association
FSPE : Fonds du Service Public de la Production d'Electricité
GRT : Gestionnaire du Réseau de Transport
GRTN : Gestore de la Rete di Trasmissione Nazionale (Italie)
GSO : Gaz du Sud-Ouest
LPX : Leipzig Power Exchange
MADE : Mise A Disposition de l'Electricité
NBP : National Balancing Point
NGC : National Grid Company
OCM : On-the-day Commodity Market (marché spot au NBP)
OTC : Over The Counter
PCS/PCI : Pouvoir Calorifique Supérieur/Inférieur
PPI : Programme Pluriannuel d'Investissement
RAG : Réseau d'Alimentation Générale
REE : Red Eléctrica de España (Espagne)
RTE : Réseau de Transport d'Electricité
SHEM : Société Hydro-Electrique du Midi
SNET : Société Nationale d'Electricité et de Thermique
SPEGN : Syndicat Professionnel des Entreprises Locales Gazières
THT : Très Haute Tension
TTF : Title Transfer Facility (hub gazier virtuel des Pays-Bas)
UCTE : Union pour la Coordination du Transport de l'Electricité
UIG : Union Internationale du Gaz
UNIDEN : Union des Industries Utilisatrices d'Energie
UPRIGAZ : Union Professionnelle des Industries Privées du Gaz
VPP : Virtual Power Plant (centrale virtuelle)
ZNI : Zone Non Interconnectée

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

1000 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'Energie)

Equivalent 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

Equivalences énergétiques

Equivalent 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)

Electricité

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 :

A titre d'exemple, la consommation globale d'électricité (hors pertes), en France, pour l'année 2002 a été de 418TWh et la consommation moyenne annuelle d'un ménage français est de 5 500 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.

Conseil Européen des Régulateurs de l'Energie (CEER)

■ 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

Mme Christine Vanderveeren
Présidente
Commission pour la Régulation
de l'Electricité et du Gaz
Rue de l'Industrie, 26
1040 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
1311 Nicosia
Tel: +357 22 666363
Fax: +357 22 667763
E-mail: cioannou@cera.org.cy

■ Danemark

M. Uffe Bundgaard-Jørgensen
Président
Danish Energy Regulatory
Authority (Energitilsynet)
Nørregade 49
1165 Copenhagen K
Tel: +45 33 17 70 00
Fax: +45 33 32 61 44
E-mail: et@ks.dk
www.energitilsynet.dk

■ Espagne

M. Pedro María Meroño Vélez
Président
Comisión Nacional de Energía
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
Energy Market Inspectorate
Kiriku 2
10130 Tallinn
Tel: +372 6 201901
Fax: +372 6 201932
E-mail: eti@eti.gov.ee
http://www.eti.gov.ee/

■ Finlande

Mme Asta Sihvonon-Punkka
Directeur
The Electricity Market Authority
Lintulahdenkatu 10,
00500 HELSINKI
Tel: +358 9 62 20 36 11
Fax: +358 9 62 21 911
E-mail: virasto@energiamarkkina-
virasto.fi
www.energiamarkkinavirasto.fi

■ France

M. Jean Syrota
Président
Commission de Régulation de
l'Energie
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
Ofgem
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. Pantelis Capros
Président
RAE-Regulatory Authority for
Energy of Greece
Panepistimiou 69
Athens 10564
Tel: +30 1 372 74 00
Fax: +30 1 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
Orkustofnun
Orkugarði
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

Mme Inna Steinbuka
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 Januskas
Président
National Control Commission for
Prices and Energy
Algirdo st. 31
LT-03219 Vilnius
Tel/Fax: +370 5 2135270
E-mail: rastine.komisija@regula.is.lt
www.regula.is.lt/

■ Luxembourg

Mme Odette Wagener
Directrice
Institut Luxembourgeois de
Régulation
45, allée Scheffer
L-2922 LUXEMBOURG
Tel: +352 4588 45 28
Fax: +352 4588 45 88
E-mail: ilr@ilr.lu
www.ilr.lu

■ Malte

M. Joseph Tabone
Président
Malta Resources Authority
Millenia, 2nd floor
Aldo Moro Road
Marsa
Tel: +356 21220619
Tax: +356 22955200
E-mail: enquiry@mra.org.mt
www.mra.org.mt/

■ Norvège

M. Jan Moen
Director of Regulation and DSM
Norwegian Water Resources &
Energy Directorate
Middelthungsgate 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. Gert Zijl
Directeur
Dte (Office for Energy Regulation)
Box 16 326
2500 BH The Hague
Tel: +31 70 330 35 00
Fax: +31 70 330 35 35
E-mail: nmriez@minez.nl
www.dte.nl/nl/

■ Pologne

M. Leszek Juchniewicz
Président
Energy Regulatory Office
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. Jorge Vasconcelos
Président
Entidade Reguladora dos
Serviços Energéticos
Edifício Restelo
Rua Dom Cristóvão da Gama nº 9
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

Mr. Pavel Brychta
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/

■ Slovaquie

M. Ján Matuský
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. Jože Koprivnikar
Directeur
Energy Agency of the Republic of
Slovenia
Svetozarevska 6
2000 Maribor
Tel: +386 2 2294261
Fax: +386 2 2294270
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/

Index des tableaux et figures

Tableaux

1. Evolution de la consommation réelle de gaz en Europe	11
2. Part des compagnies pétrolières dans les principales sociétés de transport-commercialisation en Europe en 2003.....	15
3. Ouverture légale à la concurrence au 1 ^{er} juillet 2004	16
4. Calendrier d'ouverture des marchés gaziers en Europe	17
5. Ouverture des marchés européens	37
6. Obligations d'achat : évolution du parc installé et objectifs PPI	72
7. Calendrier des appels d'offres	73
8. L'activité de la CRE en chiffres sur un an	83
9. Comparaison des moyens des autorités de régulation de l'énergie en Europe	89
10. Evolution des dotations budgétaires de la CRE 2000-2004	89

Figures

1. Flux gaziers de l'Europe des 15 en 2003	12
2. Estimation des prix des contrats long terme en Europe en €/MWh	13
3. Evolution des prix des contrats long terme et des produits pétroliers en Europe	14
4. Comparaison des prix spot mensuels NBP et Zeebrugge en €/MWh	15
5. Approvisionnement gazier de la France en 2003	19
6. Réseau de transport de gaz naturel en France et localisation géographique des clients éligibles alimentés par de nouveaux entrants (situation au 1 ^{er} juin 2004) ..	21
7. Simulation de l'arbitrage de prix entre contrats court terme (cotations month-ahead) et contrats long terme Troll entrée Zeebrugge	22
8. Evolution des tarifs de vente de gaz naturel de Gaz de France	32
9. Volumes spot sur les bourses européennes (moyenne glissante 7 jours)	38
10. Évolution des achats et des ventes d'électricité des fournisseurs (hors groupe EDF)	40
11. Capacité totale vendue en mars 2004	41
12. Nombre et consommation des sites ayant quitté leur fournisseur historique (estimation)	43
13. Moyenne glissante 7 jours des volumes négociés sur PWX Spot entre janvier 2002 et mai 2004	45
14. Évolution des prix spot en France et en Allemagne	46
15. Des prix forward en hausse - Evolution des prix forward annuels	47
16. Indice de concentration (HHI) sur les marchés électriques français (injections) second semestre 2003, avec et sans EDF	50
17. Indice de concentration (HHI) sur les marchés électriques français (soutirage) second semestre 2003, avec et sans EDF	50
18. Prix Powernext, juillet-août 2003	51
19. Consommation et production juillet-août 2003 (valeur entre 11h et 12h)	52
20. Importations/Exportations juillet-août 2003 (valeur entre 11h et 12h)	52
21. Prix des écarts négatifs	54
22. Excès de marge par rapport au niveau requis pour passer la pointe du matin (vision J-1)	55
23. Concurrence en fonction du prix d'offre	56
24. Part des concurrents d'EDF dans la fourniture d'ajustement (avril 2003 - janvier 2004)	56
25. Interconnexions : NTC hiver 2003 - 2004 en MW	61
26. Interconnexions : projets et réalisations récentes	61
27. Le marché européen : une juxtaposition de marchés nationaux	65
28. Niveau d'information des acteurs de marché en Europe au début 2004 (bourses, mécanismes d'ajustement, information sur les interconnexions)	66
29. Flux physiques et flux commerciaux : l'égalité impossible	67
30. Origine des charges de service public au titre de 2004	76
31. Evolution prévisionnelle de la CSPE	79
32. Origine des personnels de la CRE	88



2, rue du Quatre-Septembre - 75084 Paris Cedex 02
Tél. : 01 44 50 41 00 - Fax : 01 44 50 41 11

Prix : **25 €**
ISBN 2-11-094888-4

www.cre.fr