

SOMMAIRE

Le marché européen.....5

- I. L'évolution du marché européen5
- II. Les opérateurs : poursuite des stratégies de croissance externe.....13
- III. L'évolution des principes d'organisation du marché16
- IV. Le développement des réseaux européens19

L'ouverture et la régulation du marché français.....25

- I. L'évolution du marché français25
- II. De nouveaux espaces de liberté pour les acteurs du marché32
- III. L'accès au réseau37
- IV. La mise en œuvre de la séparation comptable41
- V. Le service public de la production44

Le fonctionnement de la CRE51

- I. Les moyens de la CRE51
- II. Méthodes et activité : les principes d'action54

Glossaire58

Index des encadrés, tableaux et graphiques.....61

Unités de mesure62

Conseil Européen des Régulateurs de l'Energie63

LES MEMBRES DE LA COMMISSION



Jean SYROTA, Président de la Commission,
Ingénieur Général des Mines,
Président Directeur Général de COGEMA (1988-1999),
Directeur Général de l'Energie et des Matières Premières (1982-1988)
Nommé par décret, en 2000, pour une durée de 6 ans.



Jacqueline BENASSAYAG, Commissaire,
Cadre d'entreprise,
Directeur, groupe Sephora (1996-1999)
Directeur Général du Nouvel Economiste (1996)
Directeur Général adjoint de la Seita (1989-1995)
Nommée par le Président de l'Assemblée Nationale, en 2000, pour une durée de 6 ans.



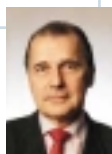
Raphaël HADAS-LEBEL, Commissaire, Conseiller d'Etat,
Membre du Conseil Economique et Social (1994-1999)
Directeur Général de France 2 (1994-1996)
Secrétaire Général du groupe Elf-Aquitaine (1984-1994)
Membre de cabinet du Premier ministre (1974-1981)
Nommé par le Président du Conseil Economique et Social, en 2000, pour une durée de 4 ans.



Bruno LECHEVIN, Commissaire,
Membre du Haut Conseil du Secteur Public (1992-1999)
Secrétaire Fédéral de la Fédération Chimie-Energie CFDT (1997-1999)
Secrétaire général de la Fédération Gaz-Electricité CFDT (1988-1997)
Membre du Bureau National de la Confédération CFDT (1988-1998)
Nommé par décret, en 2000, pour une durée de 2 ans,
renouvelé, en 2002, pour une durée de 6 ans (décret du 5 avril 2002).



François MORIN, Commissaire,
Professeur de Sciences Economiques à l'Université de Toulouse I
Membre du Conseil d'Analyse Economique
placé auprès du Premier Ministre (1997-2000)
Nommé par décret, en 2000, pour une durée de 4 ans.



Jacques-André TROESCH, Commissaire, Conseiller Maître à la Cour des Comptes
Chargé de mission à la DREE du ministère
de l'Economie et des Finances (1981-1993)
Membre du cabinet du Premier Ministre (1978-1981)
Nommé par le Président du Sénat, en 2000, pour une durée de 2 ans,
renouvelé, en 2002, pour une durée de 6 ans (décision du 20 février 2002).

Le Commissaire du gouvernement assiste aux réunions sans participer aux délibérés.

Dominique MAILLARD, Ingénieur Général des Mines,
Directeur Général de l'Energie et des Matières Premières (DGEMP).

La concurrence en France sur le marché de l'électricité est entrée, au cours des douze derniers mois, dans une phase d'intensification et d'approfondissement.

Intensification d'une concurrence réelle : plus de cinquante fournisseurs, dont plusieurs français, sont aujourd'hui actifs sur le marché, et la liberté de choix des consommateurs éligibles s'exerce réellement. Une très large majorité des consommateurs éligibles a renoncé à ses contrats historiques avec EDF au profit de contrats séparés d'accès au réseau et de fourniture. Ils ont pu ainsi renégocier les conditions de leurs achats d'électricité. Malgré les apparences d'une ouverture légale a minima, l'évolution des parts de marché place le marché français parmi les plus concurrentiels en Europe, si l'on prend en compte le nombre de TWh désormais livrés directement aux éligibles par les fournisseurs étrangers.

Cette intensification est le fruit d'un approfondissement de l'ouverture, qui offre aux consommateurs et aux opérateurs de plus larges possibilités de choix. Croissance significative et maîtrisée du marché de gros, grâce à l'accroissement du négoce, création d'une bourse de l'électricité, affirmation des droits du consommateur, renforcement des principes essentiels de fonctionnement d'un marché ouvert (comme la séparation comptable ou l'impartialité de la gestion des réseaux) : les initiatives que la CRE a prises ou encouragées ont contribué à démontrer l'ouverture du marché français. Le résultat : les opérateurs peuvent y développer leurs activités et les consommateurs disposent désormais de la plupart des outils nécessaires pour rechercher l'amélioration du rapport qualité/prix.

Le marché français est donc prêt aux évolutions des règles gouvernant l'ouverture des marchés que l'Union européenne adoptera prochainement. Le doublement prévu pour 2004 de la part de marché ouvert à la concurrence ne sera cependant un succès que si l'objectif fondamental poursuivi par l'Europe n'est pas perdu de vue. Il consiste à créer un marché unique de l'électricité, permettant à chaque consommateur de s'approvisionner auprès des fournisseurs de son choix partout en Europe, et non à se contenter de la juxtaposition de quinze marchés nationaux, plus ou moins ouverts à une concurrence purement interne.

Si le marché français est aujourd'hui l'un des plus ouverts à la concurrence internationale, il n'en va pas de même dans tous les pays de l'Union. Certains choix nationaux portent atteinte au bon fonctionnement de la concurrence, au nombre desquels figure, en Allemagne, l'autorégulation par les secteurs concernés, en lieu et place d'un régulateur ; cette posture allemande est sans doute la plus critiquable.

Quant au marché unique, le principal obstacle à sa réalisation réside toujours dans l'insuffisant développement des réseaux. Seul l'élargissement des interconnexions aux frontières, transformant l'ensemble des réseaux nationaux en un réseau européen, permettra de construire un véritable marché. En attendant la réalisation des travaux nécessaires, il importe que des règles d'accès aux interconnexions transparentes, objectives, non discriminatoires, puissent garantir le développement de la concurrence. La faveur que connaissent les processus d'enchères sur certaines frontières est, à cet égard, préoccupante. Ces enchères recréent, par le coût du passage

de la frontière qu'elles induisent, de véritables taxes à l'importation, favorisent l'exercice par les opérateurs dominants de leur pouvoir de marché et maintiennent la fermeture de marchés nationaux.

La construction du marché unique de l'électricité pose, sur ce point comme sur d'autres, la question de sa régulation, et de l'autorité qui devra l'assurer. Les régulateurs européens, dont les pouvoirs seront renforcés et harmonisés par l'adoption des projets communautaires, ont démontré leur capacité à apporter des solutions, bilatérales ou collectives, aux problèmes posés par le fonctionnement du marché européen. Ils entendent tenir une place centrale dans le processus de régulation, qui doit se construire avec pragmatisme, en privilégiant la concertation et l'expérience acquise sur les marchés nationaux.

La concurrence est entièrement compatible avec le service public, chacun devant servir le même objectif : la satisfaction au meilleur coût des intérêts du consommateur. Le service public ne doit donc pas fonctionner à un coût inutilement élevé, qui pourrait plus que compenser les retombées favorables de la concurrence, au risque que le consommateur soit tenté d'associer concurrence et hausse des prix.

Les modalités de financement choisies en France pour développer les énergies renouvelables et la cogénération, ainsi que pour assurer la péréquation tarifaire entre la France continentale et les zones non interconnectées, ont conduit à répartir entre les consommateurs, dès cette année, une charge de service public de un milliard trois cents millions d'euros, soit une hausse de 0,3 centime par KWh, qui pourrait doubler avant la fin de la décennie. Pour pérenniser tant le service public que la concurrence, il convient de rechercher la meilleure efficacité économique dans la mise en œuvre du premier, afin de ne pas mettre en péril l'exercice de la seconde. En définitive, le consommateur demeurera le seul juge.

La CRE s'efforcera de contribuer à ces évolutions nécessaires, en France comme dans l'Union européenne. La création d'un mécanisme d'ajustement, avant la fin de l'année, instrument essentiel pour favoriser l'activité concurrentielle de nouveaux entrants, l'amélioration des règles d'accès aux interconnexions et la promotion de leur développement, la mise en place de nouveaux droits à l'information pour les utilisateurs des réseaux, la préparation de l'élargissement de l'éligibilité sont quelques-uns des chantiers prioritaires de la CRE. Elle les abordera avec indépendance et ouverture, au service de l'ensemble des acteurs, qui, par le regard qu'ils portent sur son action, sont, en définitive, les meilleurs garants de sa légitimité.



Commission de Régulation de l'Électricité (de gauche à droite) : Raphaël HADAS-LEBEL, Bruno LECHEVIN, Jean SYROTA, François MORIN, Jacqueline BENASSAYAG et Jacques-André TROESCH.



Le marché européen

Le marché européen de l'électricité est encore regardé aujourd'hui comme caractérisé par une relative surcapacité, qui recouvre cependant d'importantes disparités régionales. L'intensification de la concurrence observée cette année n'a pu résulter d'innovations techniques ou d'investissements de capacité. La concurrence a été avant tout commerciale. Si la surcapacité est susceptible de se résorber progressivement, en fonction des évolutions, très différenciées, des consommations nationales, on peut aujourd'hui exclure l'occurrence d'innovations

techniques susceptibles de modifier significativement les conditions de concurrence. Celle-ci exige, pour se développer plus avant dans les années qui viennent, un accroissement de l'interconnexion des réseaux nationaux, pour donner naissance à un réseau européen continu, permettant aux deux libertés fondatrices énoncées par la directive de 1996 (liberté du consommateur de choisir son fournisseur n'importe où en Europe, liberté du fournisseur de s'établir partout en Europe pour approvisionner tout consommateur) de s'exercer effectivement.

I. L'évolution du marché européen

1. Ouverture légale et ouverture réelle des marchés

Les situations respectives des pays européens, quant à l'ouverture réelle de leur marché électrique et aux possibilités offertes aux opérateurs non nationaux d'y pénétrer, restent objet de controverses. Plusieurs indicateurs sont utilisés pour mesurer le degré de concurrence. Les principaux sont le taux d'ouverture légale, le nombre de clients ayant changé de fournisseur ou encore le niveau et la baisse des prix pratiqués sur le marché final. Cependant, chacun est contestable. Aucun ne permet, à lui seul, de refléter correctement le degré d'ouverture réel qui dépend de multiples facteurs : les conditions initiales, très différentes d'un pays à l'autre, au moment de l'ouverture ; le nombre et la compétitivité des opérateurs historiques ; les règles de marché qui y ont été instituées. L'ensemble de ces facteurs peut-être apprécié différemment selon les indicateurs utilisés.

**Plusieurs indicateurs
sont utilisés pour
mesurer le degré
de concurrence**

A. Le taux d'ouverture légale

Le taux d'ouverture légale indique le poids des clients éligibles, en terme d'énergie, dans la consommation totale. Cette part de la consommation est en principe ouverte à la concurrence puisque, par définition, un client éligible est un client qui a le droit de choisir librement son fournisseur. En droit, la situation dans les principaux pays européens est la suivante :

1	Ouverture 31/12/2001	Marché éligible * (TWh)
Allemagne	100%	467,48
Royaume-Uni	100%	320,35
Suède	100%	125,34
France	30%	112,41
Norvège	100%	108,14
Espagne	54%	95,72
Italie	35%	91,36
Finlande	100%	74,20
Autriche	100%	49,79
Pays-Bas	33%	31,26
Danemark	90%	28,86
Belgique	35%	26,08
Grèce	34%	15,26
Portugal	30%	10,84
Irlande	30%	5,64
Luxembourg	40%	2,20

* Le calcul du marché éligible est basé sur les consommations nationales en 1999

Source : Commission européenne

La mise en place d'un Accès des Tiers aux Réseaux (ATR) régulé et d'un régulateur indépendant sont des conditions minimales pour que les consommateurs puissent exercer leurs droits

La limite évidente de cet indicateur est qu'un droit est sans portée si les dispositions pratiques, qui permettent de l'exercer sans difficultés excessives, ne sont pas en place. En particulier, la mise en place d'un Accès des Tiers aux Réseaux (ATR) régulé et d'un régulateur indépendant veillant à ce que les conditions d'accès aux réseaux soient effectivement transparentes et non discriminatoires, sont des conditions minimales pour que les consommateurs puissent exercer leurs droits. Ces conditions ne sont pourtant pas réunies dans tous les pays de l'Union, et notamment pas en Allemagne.

B. Le nombre de clients ayant changé de fournisseur

Cet indicateur vise à corriger la nature théorique de l'indicateur précédent. Si un nombre substantiel de clients éligibles quitte le fournisseur historique, l'absence de difficultés majeures à l'exercice du droit d'éligibilité est ainsi démontrée.

La première restriction qu'on peut évoquer au sujet de cet indicateur est qu'il est difficile à renseigner de manière fiable car tous les opérateurs ne communiquent pas forcément de façon très spontanée sur le nombre de clients qu'ils ont perdus. Les quelques chiffres disponibles laissent penser que, dans certains cas, il peut y avoir un écart important entre l'ouverture légale et l'exercice réel de ce droit par les clients éligibles.

C. La part du marché

Cet indicateur de mesure du nombre de clients, doit être utilisé aux côtés de l'indicateur de part de marché qu'ils représentent pour apprécier la portée des évolutions.

	Ouverture légale fin 2001	Grands consommateurs industriels		Petites entreprises/ Ménages	
2		Changement	Renégociation	Changement	Renégociation
Autriche	100%	5-10%	Sans objet		
Belgique	35%	5-10%	Sans objet		
Danemark	90%	Sans objet	86%		
Finlande	100%	30%	70%	10-20%	50%
France	30%	5-10%	Sans objet		
Allemagne	100%	10-20%	50%	<5%	20%
Grèce	30%	0	0		
Irlande	30%	30%	35%		
Italie	45%	10-20%	Sans objet		
Pays-Bas	33%	10-20%	Sans objet		
Portugal	30%	<5%	Sans objet		
Espagne	54%	<5%	50%		
Suède	100%	100%	Sans objet	15%	15%
Royaume-Uni	100%	80%	Sans objet	>30%	Sans objet

NB : ce tableau ne tient pas compte de l'achat d'électricité pour compenser les pertes techniques sur les réseaux. Source: Union européenne

Seule la Grande-Bretagne démontre par ces chiffres une intense activité concurrentielle sur son marché électrique, la France étant, de son côté, plutôt bien placée par rapport aux autres grands pays européens.

Peut-on déduire qu'un marché où très peu de clients éligibles ont quitté leur opérateur historique est un marché qui n'est pas réellement ouvert et où existent des barrières empêchant les clients éligibles d'exercer leurs droits ? Pas nécessairement, car beaucoup d'opérateurs ont cherché à conserver leurs parts de marché en alignant leurs prix sur ceux de la concurrence. Les consommateurs sont par ailleurs généralement peu enclins, dans un premier stade, à quitter leur fournisseur historique. Dans ce cas, c'est la baisse des prix qui témoigne de l'état concurrentiel du marché.

D. Le nombre de clients alimentés par un fournisseur étranger

Compte tenu de l'objectif poursuivi par l'Union européenne – la construction d'un marché européen de l'électricité – le pourcentage de clients éligibles ayant choisi une fourniture partielle ou totale par un fournisseur étranger est un indicateur important. S'il est faible, il peut refléter la faiblesse des capacités d'interconnexion dans le cas des îles et péninsules peu connectées au réseau européen pour des raisons géographiques (coût et difficultés, notamment environnementales, du franchissement des chaînes alpines et pyrénéennes). Mais il peut aussi être le reflet de pratiques restrictives de la part des opérateurs ou des pouvoirs publics. Ainsi, dans le nord ouest de l'Europe (Benelux, Allemagne, France), le caractère suffisant des interconnexions (entre la France et l'Allemagne), ou la facilité de l'élargissement de leur capacité (entre la Hollande, la Belgique et l'Allemagne), permettent de considérer ce taux de pénétration étrangère comme un indicateur utile. Sur ce critère, le marché français est très largement ouvert (plus de 80% des clients ayant quitté EDF ont choisi un fournisseur étranger), le marché allemand totalement fermé, comme dans une moindre mesure le marché néerlandais (le marché de gros est ouvert aux étrangers, mais celui des éligibles l'est beaucoup moins).

E. Evolution du prix aux consommateurs éligibles

La comparaison des niveaux de prix payés par les consommateurs ainsi que les évolutions depuis l'ouverture des marchés sont évidemment fondamentales pour essayer de mesurer les bénéfices que les consommateurs ont pu retirer de l'introduction de la concurrence. Cet exercice se heurte malheureusement à plusieurs difficultés importantes :

- la première réside dans l'accès à l'information elle-même car les opérateurs ne communiquent pas sur les politiques de prix qu'ils mettent en œuvre sur le marché ouvert et les consommateurs sont souvent très réticents à répondre sur ce sujet, ou à le faire sincèrement ;
- ensuite, seule la part fourniture est en concurrence et est en fait directement comparable d'un marché à l'autre car des différences substantielles existent sur les tarifs d'accès aux réseaux, notamment de distribution, non seulement entre les pays mais quelquefois à l'intérieur même d'un pays. Or, actuellement, seuls sont disponibles des éléments de comparaison sur les prix "fourniture + réseau" payés par les consommateurs, dans des conditions de fiabilité non garanties.

La comparaison de la part "fourniture" payée par les consommateurs dans une zone où les marchés sont interconnectés de façon suffisante devrait néanmoins constituer l'un des indicateurs représentatifs de l'ouverture effective d'un marché. En effet, la mise en place du droit d'accès des tiers aux réseaux met, en principe, l'ensemble des fournisseurs actifs dans cette zone en situation de concurrence parfaite et devrait théoriquement conduire à une unicité de prix de la part fourniture pour les clients éligibles. Réciproquement, tout différentiel de prix sur la fourniture constatée dans une telle zone devrait révéler l'existence de barrières empêchant les fournisseurs les plus compétitifs d'atteindre les clients éligibles des marchés où les prix sont les plus élevés. Ainsi, sur la plaque continentale on constate une très bonne cohérence des prix sur les marchés de gros, en particulier entre la France et l'Allemagne, qui semble également vérifiée pour les gros consommateurs industriels, mais une telle analyse fait aujourd'hui défaut pour les consommateurs éligibles de plus petite taille où seuls des éléments globaux sur les prix sont, au mieux, disponibles.

a. Comparaison des prix de détail (éligibles et non éligibles)

Avant l'ouverture des marchés, Eurostat, en interrogeant directement les opérateurs historiques sur leurs tarifs, publiait des comparaisons de prix pour différents types de consommateurs, des clients domestiques jusqu'aux gros consommateurs industriels, qui constituaient une référence. Cette approche est malheureusement mal adaptée à un marché ouvert car les opérateurs ne communiquent plus sur les offres commerciales qu'ils font aux éligibles, excepté sur le marché de détail où les prix restent publics par la force des choses.

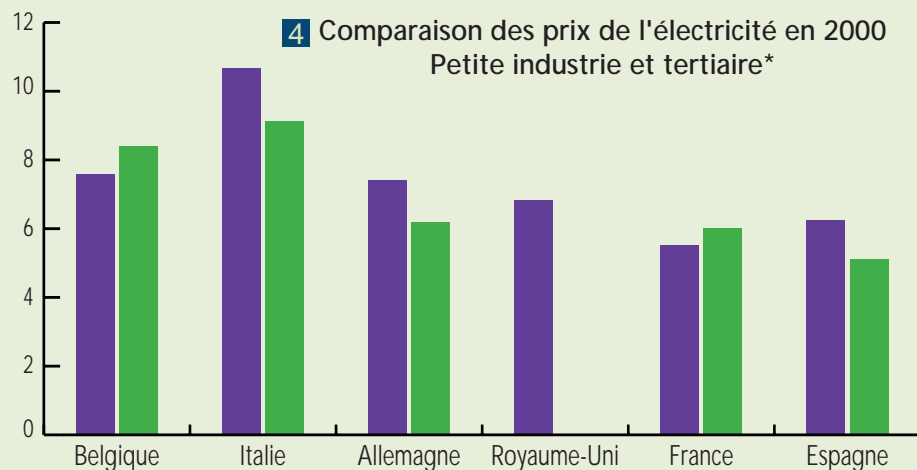
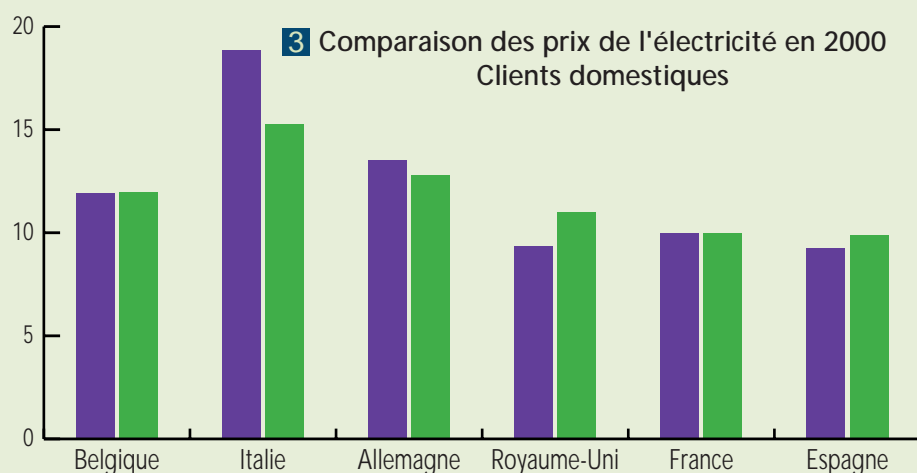
Le pourcentage de clients éligibles ayant choisi une fourniture partielle ou totale par un fournisseur étranger est un indicateur important



A l'initiative de grands électriciens européens, un Observatoire Européen des Prix de l'Electricité (OEPE) fonctionne depuis 2001. Il s'est donné pour objectif d'estimer dans 18 pays européens les prix payés par les différentes catégories de consommateurs, à partir des factures communiquées par les clients eux-mêmes. Les gros consommateurs industriels, consommant plus de 20 GWh/an, ont été exclus car, sauf exception, ils refusent de communiquer à des tiers les éléments de leur facture d'électricité.

La démarche suivie par cet observatoire, consistant à recueillir les informations statistiques directement auprès des consommateurs, apparaît la seule pouvant dorénavant fournir des indications fiables sur les prix pratiqués sur les segments ouverts à la concurrence. Les résultats publiés sont cependant encore trop récents pour constituer une référence reconnue.

On trouvera ci-dessous les comparaisons de prix issues d'Eurostat et de l'OEPE pour deux catégories de consommateurs, les clients domestiques et les clients qui relèvent de la petite industrie et du tertiaire.



■ Eurostat

■ Observatoires

* Petite industrie et tertiaire :
clients consommant plus de 3,5 GWh/an (Eurostat)
ou de 9 à 16 GWh/an (OEPE)

Sources : Eurostat, OEPE
(Observatoire Européen
des Prix de l'Electricité)

On notera que les rapports entre niveaux de prix sont les mêmes pour Eurostat et l'OEPE, même si les niveaux mesurés ne sont pas identiques, sans doute en raison des différences dans la méthode d'acquisition des données et dans la définition des consommateurs types. Les prix de vente en France se comparent avantageusement aux prix des grands pays industriels européens.

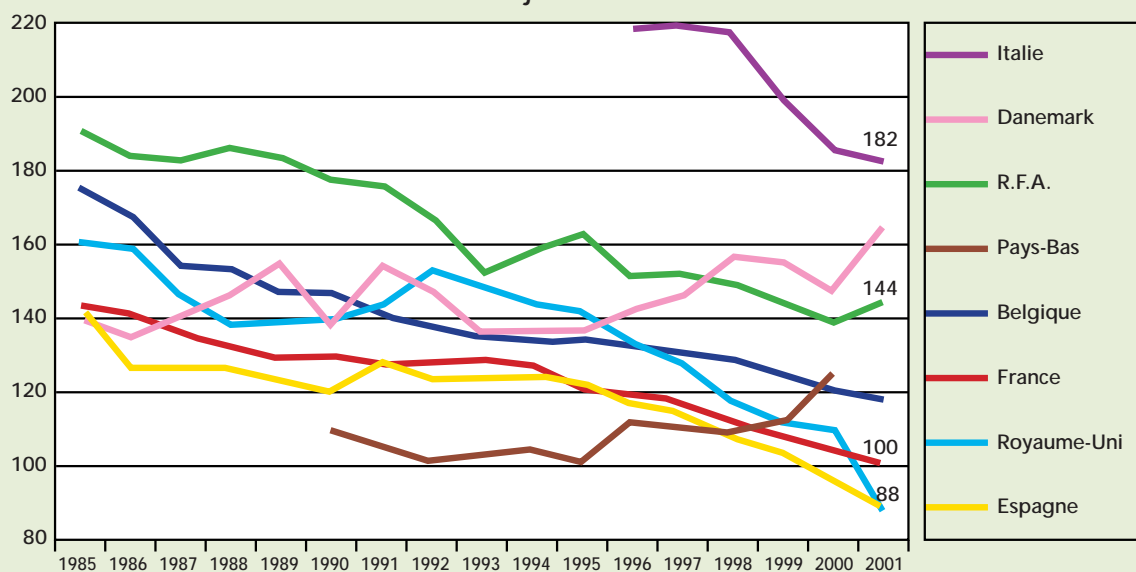
b. Evolution comparée des prix

L'évolution des prix pour les clients résidentiels et industriels sur les 15 dernières années est donnée par les graphiques ci-dessous.

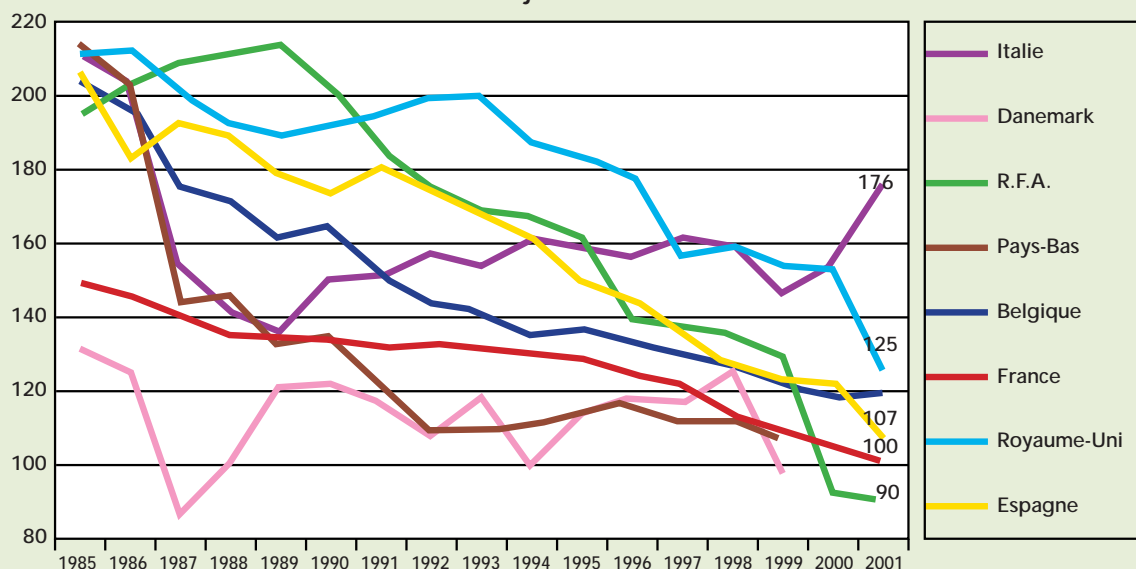
Ces graphiques illustrent clairement que :

- la compétitivité des prix de l'électricité en France par rapport aux autres pays européens est un phénomène constant sur les 15 dernières années,
- l'évolution des prix de vente en France se caractérise par une grande régularité du mouvement de baisse, tandis que les autres pays ont enregistré, au cours de cette période, alternativement des cycles de hausse et de baisse beaucoup plus contrastés.

5 Indice des prix hors TVA à monnaie constante
Fourniture résidentielle : 3500 kWh/an (dont 1300 en heures creuses)
base 100 = France janvier 2001



6 Indice des prix hors TVA à monnaie constante
Fourniture grande industrie : 4000 kWh * 6000 h
base 100 = France janvier 2001



2. Le marché de gros de l'électricité : principales tendances en France et en Europe

7 Fonctionnement des marchés de gros

Les différents types de marchés de gros :

- OTC ("Over The Counter") : marché de gré à gré, signature de contrats bilatéraux notamment par l'intermédiaire de courtiers ("brokers").
- Bourse d'électricité : rencontre de l'offre et de la demande sur un marché organisé et anonyme (Powernext, EEX, LPX, APX, UKPX).
- Pool : marché obligatoire sur lequel toute la production est confrontée, par ordre de mérite économique, à la demande.

Principales caractéristiques des produits de gros :

- Echéances :
produits spot (achat la veille pour livraison le lendemain),
produits à terme (livraison sur une période future donnée).
- Produits-types (Europe Continentale) :
Base (livraison 24h/24 et 7j/7), Peak (Pointe) (livraison de 08h00 à 20h00 du lundi au vendredi).

Les différents produits de gros cotés :

- Produits Spot (day-ahead la veille pour le lendemain) :
produits journaliers Base et Peak négociés sur les bourses ainsi qu'en OTC, produits horaires (Powernext, EEX, LPX), demi-horaires (UKPX) ou par blocs de plusieurs heures (LPX).
- Produits à terme standardisés : produits ayant des échéances allant de la semaine suivante à plusieurs années, négociés sur les bourses (EEX, NordPool, UKPX) ainsi qu'en OTC.
- Produits à terme non-standardisés : produits adaptés aux besoins du client, instruments divers de couverture (options, dérivés climatiques...), négociés exclusivement en OTC.

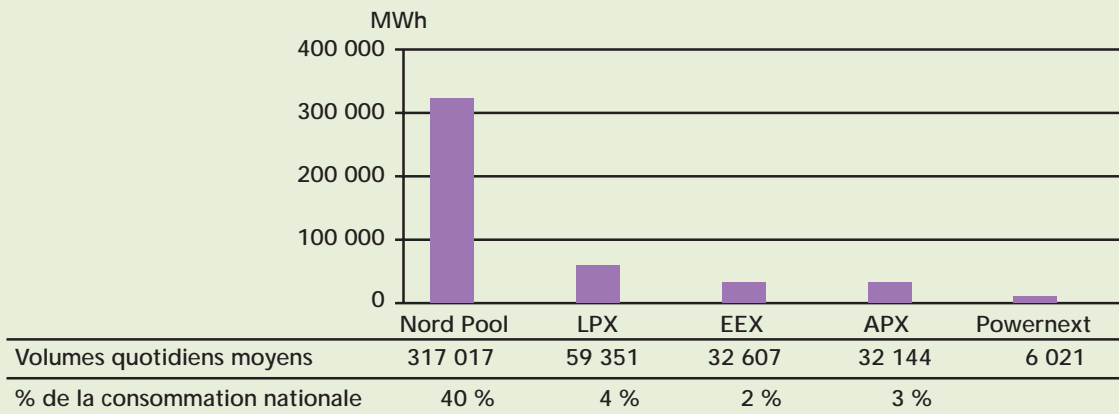
L'ouverture des marchés s'accompagne en général de la mise en place d'un marché de gros caractérisé par l'importance des volumes et la standardisation des produits qui s'y échangent. Les acteurs de ces marchés de gros, qui peuvent prendre différentes formes (bourses d'échanges, pools, contrats bilatéraux) sont essentiellement les fournisseurs et les négociants (traders).

A. Bourses d'électricité

Le 26 novembre 2001, la bourse française de l'électricité Powernext a commencé à fonctionner. Après une phase de démarrage assez lente, les volumes sur Powernext sont en progression régulière, atteignant, au niveau des volumes hebdomadaires, le seuil des 50 GWh échangés au cours de la deuxième semaine du mois d'avril 2002. Rapportées à la consommation française, les transactions effectuées sur Powernext restent toutefois encore marginales.

En Allemagne, la fusion des deux bourses EEX et LPX est intervenue. La question du rapprochement entre ces deux bourses avait été évoquée dès leur mise en place en été 2000, les acteurs du marché estimant qu'il n'y avait pas de place pour deux bourses de l'électricité en Allemagne. Il est vrai que les volumes négociés en spot sur EEX et LPX ont eu tendance à stagner en 2001, représentant à elles deux environ 6% de la consommation allemande.

8 Volumes quotidiens moyens échangés en spot sur les bourses européennes en mars 2002



Source : CRE

Les volumes de transactions sur les bourses d'échange en Europe restent donc très limités sauf sur le NordPool. L'essentiel des échanges continue de s'effectuer sur le marché de gré à gré.

B. Marché de gré à gré

Les produits OTC France, cotés par des sociétés spécialisées depuis fin mai 2001 concernent des échéances allant du lendemain à l'année calendaire suivante (à l'heure actuelle 2003).

Le constat reste que, malgré le développement de ces nouvelles places et bourses d'échanges organisées, l'essentiel du commerce de gros de l'électricité continue de s'effectuer sur le mode du gré à gré, au travers de relations bilatérales directes ou via des sociétés de courtage, à l'extérieur de tout espace organisé et centralisé.

Cette caractéristique tend à rendre difficile une appréhension statistique exhaustive et fiable des volumes d'électricité effectivement échangés sur le marché de gré à gré.

Différentes sources d'information (sociétés spécialisées de cotation, indicateurs d'activité des sociétés de courtage) peuvent cependant permettre de tenter d'évaluer un ordre de grandeur des volumes en cause, sur la base de certaines hypothèses de projection. Une première approximation indiquerait que les échanges en gré à gré peuvent évoluer quotidiennement en France dans une fourchette de volumes de 500 à 800 MW (estimation mai 2002).

Même si ces chiffres sont très encourageants, les volumes échangés sur le marché de gré à gré français restent nettement en deçà de ceux observés sur des marchés plus matures comme l'Allemagne ou le Royaume-Uni. Sur chacun de ces deux marchés, les volumes quotidiens échangés se situent en effet, selon les estimations des traders, autour de 6 TWh les jours ouvrables, pour une quantité totale de 1400 TWh par an (soit l'équivalent de 3 fois la consommation nationale allemande), même si une tendance à la baisse s'est révélée au cours des derniers mois.

La faillite d'Enron n'a pas eu de conséquences durables quant aux volumes échangés sur les marchés de gros européens. L'effet Enron semble se faire davantage sentir en matière de gestion des lignes de crédit et du risque. Dans ces domaines, les acteurs du marché de gros sont en effet portés à accentuer leur contrôle (notamment concernant des contreparties ne s'appuyant pas sur des actifs de production) et pourraient, à l'avenir, recourir davantage aux services de chambres de compensation.

**La faillite d'Enron
n'a pas eu de
conséquences
durables quant aux
volumes échangés
sur les marchés de
gros européens**

Les prix de gros français sont restés largement calés sur les prix de gros allemands. Il convient de rester attentif à l'éventualité d'un décrochage des prix français par rapport aux prix allemands

C. Prix de gros : vers un marché européen de l'électricité ?

De manière générale, les marchés (mis à part NordPool) sont souvent trop jeunes pour pouvoir isoler des tendances sur l'évolution globale des prix de gros.

Cependant, au cours de ces derniers mois, on a pu observer les situations suivantes :

- les prix de gros français sont restés largement calés sur les prix de gros allemands depuis l'émergence d'un marché de gros en France. Cependant du fait des congestions observées en avril 2002 entre la France et l'Allemagne, le différentiel de prix entre les deux marchés nationaux a semblé plus marqué. Il convient donc de rester attentif à l'éventualité d'un décrochage des prix français par rapport aux prix allemands. Il témoignerait d'une fermeture accrue du marché allemand, entraînant un excès de liquidité du marché français.
- au Royaume-Uni, l'abandon du système de pool obligatoire et la mise en place du NETA fin mars 2001 ont entraîné une baisse significative des prix de gros, de l'ordre de 20% en un an. Les prix de gros sont, à l'heure actuelle, inférieurs aux coûts marginaux de production de certaines unités de production au charbon ou au gaz. Dans ce cas, il est alors plus intéressant pour les producteurs de se fournir sur le marché de gros que de produire eux-même de l'électricité. A la fin du premier trimestre 2002, plusieurs producteurs britanniques ont donc pris la décision de mettre certaines unités sous cocon. A titre d'exemple, TXU a retiré de la production 1 233 MW de capacité.
- sur le pool espagnol, les prix ont été en hausse constante tout au long de l'année 2001. Les rumeurs évoquant des ententes commerciales entre les opérateurs historiques se sont révélées fondées puisqu'il a été prouvé récemment (avril 2002) qu'Endesa, Iberdrola et Union Fenosa s'étaient accordés sur les prix du pool fin novembre 2001. Actuellement, les investigations se poursuivent mais de telles manipulations de prix conduiront peut-être à remettre en question le modèle du pool (comme cela a été le cas pour le pool britannique).

Les niveaux des prix de gros constatés permettent de distinguer les zones suivantes (classées par ordre de prix croissant) :

- Scandinavie : Norvège, Suède, Finlande, Danemark ;
- Plaque continentale : France, Allemagne, Suisse, Autriche, Royaume Uni ;
- Benelux : Belgique, Pays-Bas ;
- Iles et péninsules électriques : Luxembourg, Espagne, Italie.

RWE Trading prévoit la mise en place d'un marché pan-européen de l'électricité d'ici deux ans, avec un prix unique pour la région allant de l'est de la Pologne jusqu'à l'océan Atlantique et du Danemark jusqu'aux Alpes et aux Pyrénées. A l'heure actuelle, la situation particulière des pays du Benelux empêche l'émergence de ce marché pan-européen, en particulier en raison du manque de fluidité des réseaux belges et hollandais avec les réseaux français et allemands.

D. Les pics de décembre 2001

Des pics de prix très importants ont été observés en décembre 2001 à la fois sur les bourses et les marchés OTC européens. Ils ont été causés par des problèmes de disponibilité de centrales en France et en Allemagne et par une croissance simultanée de la demande due à un refroidissement des températures. L'ensemble des places européennes, bien qu'à des degrés divers, a été touché par ces pics de prix. A titre d'exemple, le 19 décembre 2001, Powernext a coté la livraison d'électricité pour la période de 19 à 20 heures de la journée suivante (dite "heure 19") à plus de 400 €/MWh, soit près de vingt fois le prix moyen observé antérieurement.

Certains grands groupes allemands ou français ont été soupçonnés d'orienter le marché en décembre 2001. RWE Trading annonce cependant que son groupe a perdu beaucoup d'argent lors de ces pics de prix, se trouvant contraint de payer l'effacement d'entreprises chimiques à hauteur de 300 €/MWh afin de couvrir ses positions.

Les prix spot, fixés la veille pour le lendemain, sont très volatils et dépendent fortement des conditions instantanées de l'équilibre offre-demande. Avec la diminution progressive de la surcapacité de production en Europe continentale, des tensions de plus en plus fréquentes devraient ainsi apparaître au niveau de l'équilibre offre-demande. A l'avenir, tout comme un certain nombre d'acteurs du marché le prédisent, de tels pics de prix pourraient être observés de manière de plus en plus fréquente sur la plaque continentale.

II. Les opérateurs : poursuite des stratégies de croissance externe

Le mouvement de forte expansion et d'acquisitions transfrontalières, déjà à l'œuvre début 2001, s'est poursuivi. Cette recherche d'une taille critique de dimension européenne continue d'animer la grande majorité des groupes énergéticiens, sur la base des mêmes raisonnements de marché :

- gagner à l'extérieur des parts de marché afin de compenser les pertes enregistrées sur les marchés intérieurs nouvellement soumis à la concurrence étrangère ;
- exploiter les opportunités d'expansion offertes en Europe par le processus de déréglementation ;
- développer une assise commerciale européenne apte à répondre à la demande "multi-sites" et "multi-pays" des grands groupes éligibles européens.

1. Les opérations majeures de 2001 - 2002

Une série d'opérations de grande ampleur a marqué l'actualité du marché européen sur cette période.

Italie

Fiat et EDF, via une holding commune, lancent une OPA réussie sur le groupe Montedison, qui représente, avec environ 5 000 MW de capacités installées en Italie, le challenger le plus direct du groupe d'Etat ENEL. La nouvelle société consolidée ("Edison") emporte les enchères sur la société Eurogen issue du démembrement du groupe ENEL, dotée d'environ 7 000 MW de capacités. Le conglomerat franco-italien consolidé devient ainsi le numéro deux du marché italien.

Le groupe espagnol Endesa acquiert, quant à lui, les actifs Elettrogen (environ 5 500 MW) mis en vente par ENEL, dans le cadre de son programme de cessions.

Espagne

Une alliance entre EnBW (société allemande dont EDF détient le contrôle conjoint) et EDP (Electricité du Portugal) parvient à prendre le contrôle de Hidrocantabrico, numéro quatre du marché espagnol.

Le groupe ENEL acquiert de Endesa, la filiale Nueva Viesgo, qui compte 2 600 MW de capacités installées.

Royaume-Uni

E.ON achève son opération d'acquisition de Powergen, numéro deux au Royaume-Uni.

RWE s'empare de Innogy (sept millions de clients et 10 000 MW de capacités) et obtient ainsi la place de numéro un sur le marché britannique électrique et de numéro deux sur le marché anglais du gaz.

London Electricity acquiert le réseau Eastern Electricity de TXU (un million de clients).

Ces quelques illustrations des principales opérations intervenues sur 2001-2002 suffisent pour mettre en exergue la tendance lourde et continue à la recomposition du paysage électrique européen vers des groupes puissants et dotés d'une surface européenne élargie.

Des opérations récemment intervenues en 2002 indiquent que certains opérateurs continuent à rechercher une diversification sur le marché du gaz.

ENEL s'empare du deuxième distributeur gazier italien Camuzzi.

E.ON continue de soutenir son projet de prise de contrôle de Ruhrgas en Allemagne, qui fait cependant l'objet de réserves par les autorités de régulation de la concurrence.

Enfin, les deux gestionnaires de réseaux de transport d'électricité et de gaz, NGC et Transco signent la plus grosse opération de fusion outre-Manche.



2. Des évolutions en question

Ces évolutions sur le marché électrique européen appellent plusieurs interrogations.

A. La question du financement.

Les entreprises du secteur électrique, en particulier lorsqu'elles disposent d'un parc de production nucléaire, génèrent des ressources récurrentes importantes.

Elles disposent ainsi d'importantes sources de financement pour des politiques expansionnistes en particulier lorsque, comme c'est le cas actuellement sur la plaque continentale, leur niveau d'investissement interne est faible.

Pour autant, les stratégies de croissance externe forte suivies par les opérateurs depuis quelques années, qu'il s'agisse de croissance géographique (EDF) ou de diversification sectorielle (RWE notamment dans le secteur de l'eau), ont semblé conduire cette année à de premières contraintes de financement. Des opérateurs ont ainsi eu recours à un endettement croissant par émissions d'emprunts et, pour certains, à des opérations bilantielles non récurrentes (titrisation de créances, cessions d'actifs immobiliers...).

Au total, et indépendamment de la rentabilité des investissements réalisés à des prix généralement élevés, ces stratégies de croissance se sont payées par la dégradation, pour certains, des résultats, notamment financiers, ce qui a pu se traduire par un abaissement des notes attribuées par les agences financières.

B. La question de la "réciprocité"

Cette interrogation est survenue plus particulièrement à l'occasion de trois affaires : l'OPA de Fiat et EDF sur Montedison, la prise de contrôle de EnBW et EDP sur Hidrocantabrico et l'acquisition de Viesgo par ENEL en Espagne.

Ces opérations, conduites par des groupes sous contrôle public ou quasi-public (EDF et sa filiale allemande EnBW, ENEL, EDP), ont suscité de la part des pouvoirs publics nationaux des pays concernés une forte objection. Ils estimaient que le fait que ces opérateurs soient publics et que l'entrée dans leur capital soit à ce stade impossible créait une asymétrie. Ils entendaient donc limiter leur entrée dans le capital de leurs opérateurs nationaux tant que la réciprocité de ce type d'opération ne serait pas assurée.

Dans les trois cas cités, les pouvoirs publics italiens et espagnols ont sanctionné le défaut de réciprocité en cantonnant ou en suspendant les droits de vote acquis par EDF (ou ses alliances) dans les groupes Montedison et Hidrocantabrico. Cette limitation du pouvoir des nouveaux actionnaires a fait l'objet de contestations, le droit communautaire ne permettant pas de se prévaloir du statut public d'un opérateur étranger pour limiter ses droits après son entrée dans le capital d'une entreprise.

C. La question des "contreparties"

Dans deux affaires, les autorités de contrôle européennes ont mis en place des mesures destinées à compenser, sur les marchés électriques concernés, les effets restrictifs de concurrence engendrés par des opérations d'acquisitions.

a) Mise aux enchères d'options d'achats sur la production de centrales en France

En contrepartie de sa prise de contrôle de EnBW, EDF a été contrainte par la Commission européenne de mettre aux enchères 6000 MW sur une période de cinq ans au bénéfice de tout opérateur désireux de se procurer de l'électricité produite et disponible en France.

Les premiers résultats obtenus sont à la fois encourageants mais aussi difficiles à évaluer dans leur impact réel en termes de "compensation concurrentielle" sur le marché français.

L'analyse consiste à considérer que la prise de contrôle conjointe de EnBW par EDF a un effet restrictif de concurrence sur le marché français dans la mesure où la concurrence potentielle que EnBW pouvait développer à l'encontre du groupe public sur le marché français est de facto éliminée, compte tenu du nouvel actionnariat de EnBW. Il s'agit dans l'esprit de la Commission, d'organiser en France le même degré de concurrence qui, selon elle, aurait été introduit par EnBW.

Les autorités de contrôle européennes ont mis en place des mesures destinées à compenser les effets restrictifs de concurrence engendrés par des opérations d'acquisitions

La décision consiste à obliger EDF à offrir à la concurrence un certain volume de production française d'électricité, disponible au départ du réseau français, selon l'hypothèse que cette électricité directement disponible aux bornes du "robinet" français stimulera grandement la concurrence sur ce marché.

b) Doublement des capacités d'interconnexion sur la frontière franco-espagnole

Lors de la prise de contrôle de Hidrocantabrico par EnBW et EDF, il a été convenu de doubler la capacité d'interconnexion existant sur la frontière franco-espagnole, pour répondre aux exigences de la Commission européenne.

L'hypothèse retenue ici par les autorités européennes de contrôle du marché consiste à considérer que, dans la mesure où l'opérateur dominant historique disposera d'un actif de production et de distribution directement implanté sur le territoire espagnol, l'intérêt de développer les capacités d'interconnexion sur la frontière franco-espagnole (qui sont largement insuffisantes) en sera fortement amenuisé. De là, résulterait un risque d'isolement du marché espagnol, "risque d'effet restrictif de concurrence" sur le marché intérieur. L'objectif est alors double : l'expansion des capacités d'interconnexion, pour en faire bénéficier des opérateurs concurrents d'EDF.

Les autorités de contrôle ont donc requis l'engagement de plus que doubler le volume actuel de la capacité d'interconnexion (aujourd'hui, égale à 1 100 MW pour un objectif, à échéance 2005, de 2600 MW).

D'autres raisonnements auraient pu être tenus : un opérateur qui acquiert un réseau de distribution local sera également fortement motivé pour exploiter à l'optimum son nouvel actif de distribution locale, non seulement en écoulant la production autochtone, mais, y compris, – s'agissant a fortiori d'un producteur structurellement exportateur – en exportant sa production intérieure. De la sorte, l'intérêt à développer les capacités d'interconnexion reste entier, voire augmente.

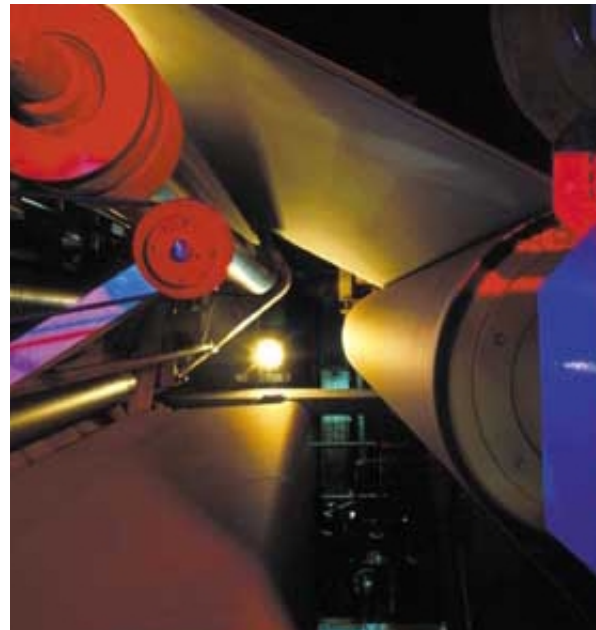
D. La question du "changement de fournisseur"

Le nombre de consommateurs éligibles européens, hors Royaume Uni, qui ont changé de fournisseur est faible. Globalement, en moyenne, en Europe, le pourcentage des consommateurs qui ont changé de fournisseur depuis qu'ils sont éligibles (quel qu'en soit par ailleurs le seuil légal) se situe en réalité dans la fourchette de 2 % à 10 % de cette population éligible. C'est un score relativement faible même si le caractère plus ou moins récent de l'ouverture du marché peut expliquer une part de ce phénomène.

Comment expliquer ce contraste majeur entre d'une part, ce vaste mouvement de redistribution d'actifs et de parts de marchés entre les producteurs, et d'autre part, cette faible mobilité de la demande éligible ?

Le processus d'ouverture selon lequel tout opérateur européen pourrait se déplacer librement sur les marchés voisins afin de prospecter, de démarcher, et de capturer à son profit une clientèle finale nouvelle, se heurte à des difficultés de tous ordres (entre autres : difficultés de la démarche commerciale, d'abord, avantages acquis aux opérateurs historiques, difficultés techniques aussi, accès au réseau difficile dans certains cas, accès aux interconnexions limités pour d'autres...). Tous ces facteurs ayant tendance à transformer chaque marché intérieur en "Zone d'insularité" technique (cf. Italie, Espagne, Royaume-Uni) ou commerciale (cf. Allemagne), rendant beaucoup plus aléatoire l'exercice direct de la concurrence auprès des clients finaux.

Les seuls véritables mouvements de marché significatifs et observables aujourd'hui ne sont le résultat que des politiques actives de croissance externe suivies par tous les grands groupes, bien en amont du choix du consommateur final. S'agit-il de concurrence ? Il est aujourd'hui plus facile d'acquérir un client (au prix d'environ 500 € au Royaume Uni) que de le faire changer de fournisseur. Mais quel impact en termes de gains concurrentiels finaux ? Les clients éligibles "première génération" ont tous certes bénéficié d'un mouvement général de baisse des prix en leur faveur. Qu'en sera-t-il à propos de la nouvelle génération d'éligibles à venir, ce segment dit des "professionnels" ou "non-résidentiels" ?



III. L'évolution des principes d'organisation du marché

La Commission européenne a pris l'initiative de proposer de nouveaux textes actualisant et complétant les directives en vigueur.

9

Les projets de texte communautaire au 1er juin 2002

La Commission européenne a présenté à l'examen du Parlement européen et du Conseil deux projets, en date du 13 mars 2001 : une directive visant à modifier les directives 96/92/CE (sur l'électricité) et 98/30/CE (sur le gaz) et à définir, pour un règlement communautaire, les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers dans le domaine de l'électricité.

• Le projet de directive modifie la directive 96/92/CE sur les points suivants :

1. les mesures prises dans le domaine du service public, en application des dispositions de la directive 96/92/CE, auraient désormais vocation à être analysées par la Commission, qui pourrait faire des recommandations dans ce domaine ;
2. le choix entre autorisation et appels d'offres, en ce qui concerne les nouvelles installations de production, serait supprimé, au bénéfice du seul mécanisme de l'autorisation ; le régime de l'appel d'offres serait désormais réservé au seul cas de l'intérêt de la sécurité de l'approvisionnement ;
3. un organisme, qui pourrait être le régulateur, serait chargé du suivi de la sécurité d'approvisionnement ;
4. le réseau de transport ainsi que la distribution devraient être indépendants "au moins sur le plan de la forme juridique, de l'organisation et de la prise de décision" ;
5. le mécanisme de l'acheteur unique serait supprimé au bénéfice du seul régime de l'accès des tiers au réseau fondé sur des tarifs publiés et approuvés ;
6. un régulateur, désigné comme "autorité de régulation", serait créé, alors que la directive 96/92/CE ne mentionnait qu'un "organisme compétent" en vue du règlement de différends et de simples "mécanismes de régulation" ; ce régulateur serait chargé de définir ou d'approuver les conditions d'accès ainsi que de fixer ou d'approuver les tarifs d'accès ;
7. le marché devrait être ouvert, selon le projet de directive, aux acheteurs non-résidentiels au plus tard le 1er janvier 2003 et aux autres le 1er janvier 2005 ; le Conseil européen de Barcelone a cependant opté depuis pour l'ouverture aux "usagers professionnels" en 2004 sans se prononcer sur la date d'ouverture aux ménages (cf infra) ;
8. enfin, une annexe au projet définirait différentes mesures tendant à la protection du consommateur.

• Le projet de règlement, pour sa part, crée un régime de compensation au bénéfice des gestionnaires de réseaux de transport concernés par les transits, un mode de calcul sur les redevances d'accès au réseau correspondantes et un mécanisme de gestion des interconnexions lorsque celles-ci sont congestionnées.

Ces projets ont été discutés en première lecture, le 12 mars, par le Parlement européen.

Au total, le Parlement européen a délibéré sur 190 amendements et adopté 157 amendements sur le projet de directive, dont 90 sur sa partie électricité et 67 sur sa partie gaz, beaucoup de ces amendements tendant à mieux définir les conditions de fonctionnement du marché et à promouvoir les

énergies renouvelables ainsi que les économies d'énergie. Le projet de règlement a été, quant à lui, modifié ou complété par 34 amendements dont l'objet a été principalement de préciser les modalités de calcul et de répartition des coûts.

Une série d'amendements a été adoptée, tendant à associer le Conseil européen des régulateurs à la mise en œuvre du projet de règlement comme à celle du projet de directive.

Les principales orientations définies par ces projets ont été un thème majeur du Conseil européen réuni les 15 et 16 mars derniers à Barcelone. Les conclusions du Conseil ont été les suivantes :

"Dans le domaine de l'énergie, le Conseil européen :

- se réjouit de la présentation par la Commission de son premier rapport sur l'ouverture effective du marché intérieur du gaz et de l'électricité, comme il a été convenu à Stockholm. Il demande à la Commission de le mettre à jour tous les ans avant chaque Conseil européen de printemps de manière à évaluer les progrès effectivement réalisés ;
- engage le Conseil et le Parlement européen à adopter, dès que possible en 2002, les propositions en instance concernant la phase finale de l'ouverture des marchés de l'électricité et du gaz ; cela comporte notamment :
 - le libre choix du fournisseur pour tous les consommateurs européens autres que les ménages à partir de 2004 pour l'électricité et le gaz ; cela représentera au moins 60 % de la totalité du marché ;
 - à la lumière de l'expérience acquise et avant le Conseil européen de printemps 2003, une décision sur d'autres mesures tenant compte de la définition des obligations de service public, de la sécurité d'approvisionnement et, en particulier, de la protection des régions reculées et des groupes les plus vulnérables de la population ;
 - la dissociation entre la transmission et la distribution, d'une part, et la production et l'approvisionnement, d'autre part ;
 - l'accès non discriminatoire au réseau pour les consommateurs et les producteurs, sur la base de tarifs transparents et publiés ;
 - la mise en place, dans chaque Etat membre et dans le cadre réglementaire adéquat, d'un organisme régulateur en vue d'assurer, en particulier, le contrôle effectif des conditions de fixation des tarifs ;
- engage le Conseil à parvenir, au plus vite en 2002, à un accord sur un système de fixation des tarifs pour les transactions internationales concernant l'électricité, y compris la gestion des encombrements, basé sur les principes de la non-discrimination, de la transparence et de la simplicité ;
- approuve l'objectif consistant, pour les Etats membres, à parvenir, d'ici 2005, à un niveau d'interconnexion électrique au moins équivalent à 10 % de leur capacité de production installée ; les exigences en matière de financement devraient être principalement prises en charge par les entreprises concernées."

Le projet de directive devrait entraîner par lui-même, pour sa transposition, peu de modifications à la loi française du 10 février 2000 : élargissement de l'éligibilité en 2004 (de 34 % à environ 70 %), modification de la compétence tarifaire du régulateur, qu'il exercera de façon entièrement autonome, séparation, au moins juridique, des activités de gestion de réseaux aujourd'hui formellement intégrée au sein d'EDF. Cet approfondissement des conditions de la concurrence est bienvenu, et ne constitue pas un bouleversement, à deux réserves près.

1. Le développement de la concurrence demande le respect de principes qui ne sont pas tous énoncés par les textes communautaires

Le premier d'entre eux est l'exigence d'une fonction de régulation sectorielle dotée des moyens et des compétences nécessaires au fonctionnement concurrentiel du marché. Si le projet de directive prévoit une harmonisation des pouvoirs des régulateurs qui sera utile, il continue d'admettre que la régulation puisse être assurée par un régulateur qui n'est pas spécialisé dans le domaine de l'énergie. Ainsi, le refus allemand de la régulation pourra largement être maintenu. Confiant les compétences prévues par la directive à son autorité nationale de concurrence, le Bundeskartellamt (BKA), l'Allemagne n'envisage nullement de s'engager dans l'effort commun d'élargissement de la concurrence sur un plan européen. Le président du BKA a d'ores et déjà déclaré qu'il n'avait ni les moyens, ni la volonté, d'exercer pleinement les compétences d'un régulateur. Le modèle allemand dit d'"auto-régulation", par entente entre les principaux opérateurs, antithétique avec une saine compétition entre acteurs, pourra ainsi perdurer. La quasi impossibilité de pénétrer le marché allemand pour les fournisseurs étrangers – à l'inverse de la France, où les quatre-cinquièmes des clients ayant quitté EDF l'ont fait au profit d'un fournisseur étranger – sera ainsi maintenue. Seule l'existence d'une autorité de régulation sectorielle autonome permet une réelle ouverture du marché et garantit son fonctionnement concurrentiel.

La régulation selon le président du BKA :

"Quand vous jouez au football, vous devez avoir des règles, mais ensuite, vous laissez les joueurs jouer" ; (Energies News 25 février 2002, n° 29 page 6)

Réponse du président de la CRE :

"... certes, mais il y a aussi un arbitre de champ et des arbitres de ligne. Le football sans arbitre est un sport de gentlemen joué par des voyous" ; (Energies News 11 mars 2002 n° 30 page 10).

Il en va de même de l'effet de la séparation juridique des activités de réseau, d'une part, et de production et fourniture, d'autre part. Elle est, par elle-même, insuffisante pour garantir que les monopoles naturels, que sont les réseaux, seront gérés sans influence rémanente du fournisseur qui en demeure actionnaire. Au demeurant, l'indépendance reconnue de RTE, pourtant juridiquement intégré à EDF, opposée au manque d'impartialité des gestionnaires de réseaux allemands, filiales d'opérateurs, illustre assez les limites des garanties juridiques formelles si elles ne sont pas mises en œuvre de façon concrète. Là encore, le rôle du régulateur est central.

Une autre insuffisance de principe réside dans l'absence d'interdiction aux gestionnaires de réseaux d'exercer d'autres activités que celles strictement liées à la gestion de réseau. Ainsi, la possibilité reconnue à certains d'entre eux, en Europe, de se livrer au négoce d'électricité – au-delà des stricts besoins de l'ajustement et de la fourniture des pertes – peut porter atteinte à leur impartialité, aussi bien dans la gestion des réseaux que dans celle des interconnexions.

Il est vrai que ces exemples sont puisés dans l'expérience du fonctionnement du marché électrique ; il était difficile aux concepteurs de textes communautaires, particulièrement de directives, qui ne doivent fixer que les objectifs à atteindre, d'anticiper l'efficacité réelle des dispositions adoptées ou les manques affectant l'organisation du marché. Il n'en est que plus nécessaire, donnant d'ailleurs ainsi tout leur sens aux notions de subsidiarité et de régulation, de préparer et mettre en œuvre les modalités d'exercice d'une adaptation constante des grands principes aux évolutions du marché et des opérateurs. C'est l'un des rôles essentiels du régulateur au plan national, et ce devrait être, au niveau communautaire, une priorité que d'envisager l'instauration d'une fonction de régulation.

2. Construire un marché européen, construire une régulation européenne

Il arrive que les analyses même de la Commission européenne (par exemple le rapport introductif justifiant les propositions de directive) se trompent sur l'objectif réellement poursuivi par les quinze Etats membres aujourd'hui. Il ne s'agit pas de rechercher l'ouverture à la concurrence dans chacun des quinze pays, la tâche étant achevée quand, sur chaque sol national, quelques opérateurs chercheront à prendre des parts de marché sur un réseau devenu indépendant. Cette "petite concurrence" conduit vite au cartel, elle est sans doute non rentable dans les pays les plus petits en raison des coûts de l'activité. On constate d'ailleurs dans les pays ayant éclaté leur monopole historique (comme la Grande-Bretagne) une tendance à la reconcentration des opérateurs. Ceux-ci ont été suspectés d'une entente "spontanée" au point de rendre nécessaire le changement de fond en comble des règles de marché (abandon du pool obligatoire). Dans les pays où plusieurs opérateurs historiques coexistaient (Hollande ou Allemagne), une nette convergence des pratiques laisse craindre une cartellisation, déjà avérée par la fermeture du marché aux concurrents étrangers. Le progrès par rapport à la situation de monopole paraît extrêmement ténu.

C'est donc bien de la construction d'un marché unique de l'électricité qu'il s'agit, appliquant à ce secteur, en tenant compte de ses spécificités (caractère non stockable de l'électricité, rôle des réseaux, etc), les principes qui ont gouverné la mise en place du marché unique depuis 1985 : le but n'est pas la juxtaposition de quinze marchés nationaux plus ou moins ouverts comme c'est le cas aujourd'hui, mais un espace européen où, sur un réseau continu, l'Europe est le marché domestique de chaque opérateur.

De la même façon que l'abandon du monopole passait par la mise en place d'une régulation nationale par un régulateur sectoriel, la construction de ce marché européen exige l'émergence d'une fonction de régulation communautaire. Quelle en sera la nature et comment s'exercera-t-elle ?

La Commission donne à ces deux questions une réponse indirecte mais déterminée par sa proposition de règlement sur les échanges intracommunautaires. Au-delà de l'objet apparent du projet, elle entend en effet se voir conférer un pouvoir étendu, bien au-delà du rôle normatif que lui assignent les traités, en s'installant, sous couvert de convergence et d'harmonisation, comme un régulateur communautaire, assisté dans la prise de décision par deux comités où siègeront les représentants des Etats. Déterminant ainsi, par exemple, les règles de tarification ou les modalités d'usage des interconnexions, elle orienterait de façon décisive le fonctionnement des marchés.

Cette approche est éminemment contestable. Il est paradoxal d'exiger, au plan national, que la régulation soit indépendante – entre autres, des gouvernements – pour, simultanément confier à la Commission, assistée par les représentants des gouvernements, la charge de l'assurer à l'échelle de l'Union européenne. Il est également contraire au principe – inscrit dans les traités – de subsidiarité, de déterminer par avance les thèmes qui devront être traités au niveau communautaire alors même que la nature des questions qui exigent une approche supranationale commence seulement à émerger. La brève expérience d'ouverture des marchés – trois ans seulement depuis l'entrée en application de la directive – montre à quel point il est difficile de définir a priori les meilleures règles permettant d'atteindre les objectifs fixés. Aucune des questions qui, aujourd'hui, appellent des réponses supranationales, n'avait été envisagée, ni même mentionnée dans la directive de 96, discutée pourtant durant six ans : gestion et développement des interconnexions, financement des transits purs d'électricité, articulation des marchés spot... En outre, certains de ces problèmes ont déjà reçu une solution satisfaisante, à la suite d'une large concertation. C'est le cas des transits purs, pour lesquels une solution de financement a été proposée par l'association des gestionnaires de réseaux européens (ETSO), et entérinée par le CEER, pour entrer en vigueur en 2002 sans difficulté. La construction de cette solution s'est faite sans texte communautaire ni création de structure nouvelle. La Commission l'a entérinée. Il convient de rappeler que c'est en raison de l'absence de solution à cette question qu'elle justifiait l'adoption d'un règlement, dont l'inutilité est ainsi suffisamment établie.

Le but n'est pas la juxtaposition de quinze marchés nationaux plus ou moins ouverts

Cette expérience indique la meilleure voie à suivre pour mettre en place progressivement une régulation européenne : traiter au fur et à mesure de leur émergence les problèmes que le marché soulève, et non décider à sa place et a priori le domaine de compétence d'une instance européenne ; utiliser la concertation avant d'obtenir un consensus des régulateurs, en laissant à chacun d'eux le soin de sa mise en œuvre dans chaque pays. La Commission conserve à l'évidence toute sa place dans la définition des objectifs et des principes, et devrait peut-être même recevoir compétence pour mettre en demeure les régulateurs de donner une solution à un problème, et à défaut, de le traiter elle-même. Mais lui confier l'exercice des fonctions de régulation ne répond ni aux principes de construction du marché européen, ni aux besoins des opérateurs. Un pas dans la direction suggérée a été accompli à l'initiative du Parlement européen, qui, en amendant le projet de directive, a proposé de créer un conseil de régulateurs auprès de la Commission. L'abandon du projet de règlement au profit d'objectifs inscrits dans la directive et dont la réalisation incomberait à ce conseil, dans le cadre des grands principes fixés par les traités et dans le respect du rôle de la Commission, doit constituer l'étape suivante.

IV. Le développement des réseaux européens

La directive du 19 décembre 1996 a pour objectif de construire un marché unique de l'électricité où s'exerce le libre choix de son fournisseur par le consommateur. Mais la plupart des interconnexions entre réseaux nationaux n'ont pas été dimensionnées pour acheminer les flux engendrés par une mise en concurrence effective entre les fournisseurs des différents pays. Les insuffisances de capacités d'interconnexions sont un obstacle majeur à la mise en place du marché unique de l'électricité. Elles ont pour effet, sinon pour objet, de pérenniser des attitudes protectionnistes nationales, le coût d'accès aux capacités d'interconnexions – fixé à l'issue d'enchères et/ou en raison des coûts de gestion du réseau (coûts de redispatching) – se substituant aux droits de douanes, et conduisent à une juxtaposition de quinze marchés nationaux.

La question des interconnexions est prioritaire et elle doit être traitée, par ordre d'importance :

- par le développement de nouvelles infrastructures,
- par la publication par les GRT concernés des informations essentielles sur la gestion, la disponibilité et l'utilisation passées et prévisionnelles des interconnexions,
- par la mise en place par les GRT concernés de méthodes d'allocations conjointes gratuites, sauf si le contexte particulier de l'interconnexion ne le permet pas, tenant compte de la réalité des conditions de la concurrence, et ne conduisant pas à renforcer le pouvoir de marché des acteurs dominants.

La question des interconnexions est prioritaire

1. Il n'y aura pas de marché unique de l'électricité sans développement des interconnexions

L'objectif prioritaire en vue de la réalisation du marché unique est le développement des capacités d'interconnexions. Les décisions dans ce domaine sont urgentes compte tenu des délais de réalisation des investissements nécessaires. Ce développement des capacités est la seule solution permettant le développement durable des échanges intracommunautaires. A défaut, le marché de l'électricité en Europe restera cloisonné. Lorsqu'il n'y a aucune difficulté technique liée à la topographie des zones frontalières, comme c'est le cas au nord ouest du continent, les investissements doivent être réalisés sans délai.

La CRE a œuvré en ce sens, en approuvant les propositions présentées par RTE de renforcement de la ligne Vigy-Uchtelfangen (1000 MW de capacités d'interconnexions supplémentaires vers l'Allemagne) et en lui demandant, d'engager dans les meilleurs délais des travaux de renforcement de la capacité d'interconnexion vers la Belgique (1 500 MW attendus).

La gestion des interconnexions est encore trop souvent une activité opaque

2. L'information disponible sur les interconnexions est insuffisante

La gestion des interconnexions est encore trop souvent une activité opaque et peu prévisible pour les acteurs de marché. Ce manque de transparence constitue un frein au commerce intracommunautaire de l'électricité. La mise à disposition des acteurs de marché d'une information pertinente, fiable, complète et coordonnée entre les GRT sur la situation prévue et constatée de chaque interconnexion est une priorité pour le développement des échanges commerciaux. Elle nécessite une évolution dans les méthodes de travail des GRT, mais ne demande ni investissements lourds, ni délais importants. Elle doit permettre l'optimisation de l'utilisation des capacités physiques des réseaux (réduction des marges de sécurité dites Transmission Reliability Margins (TRM)).

Certains régulateurs ont commencé à élever leur niveau d'exigence à l'égard de leur GRT en matière de transparence des informations sur l'état des réseaux rendues publiques. Ce mouvement doit être rapidement élargi à d'autres pays et coordonné en particulier pour faire la lumière sur la réalité et les causes exactes des phénomènes de congestion, invoqués pour justifier des mesures dont l'effet est la restriction des échanges ou l'éviction de certains acteurs.

C'est pourquoi, dans sa communication du 26 juillet 2001, la CRE a défini des obligations de publication par RTE d'informations sur l'état des interconnexions, afin de permettre à leurs utilisateurs d'anticiper la disponibilité et la valeur des capacités d'interconnexions en vue de développer leurs transactions internationales. La CRE a également organisé en janvier et février 2002 une consultation de l'ensemble des utilisateurs du réseau public de transport sur l'information dont ils jugent nécessaire de disposer sur l'état du réseau. Elle anime un groupe de travail du CEER sur le thème. Ces deux initiatives déboucheront prochainement sur des demandes et des recommandations à l'égard des gestionnaires de réseaux.

3. Les méthodes d'allocation des capacités des interconnexions doivent être adaptées aux réalités des marchés

Les procédures d'allocation des capacités demeurant disponibles après exécution des contrats à long terme conclus avant l'entrée en vigueur de la directive, doivent être établies en tenant compte des réalités des marchés que ces capacités interconnectent. Trois catégories de procédures sont actuellement utilisées dans ces situations : liste de priorités (règle dite "premier arrivé, premier servi"), prorata et enchères. La première est soupçonnée de favoriser la stabilité des positions des opérateurs historiques, mais cette critique peut être atténuée par le choix de règles de priorité qui permettent l'arrivée de nouveaux entrants et en recourant à ce mécanisme dans le cas de liaisons qui ne sont qu'occasionnellement saturées. La seconde se voit reprocher sa sensibilité à des comportements stratégiques de certains acteurs. Le principe du recours à des procédures d'enchères bénéficie d'un préjugé favorable de certains régulateurs nationaux, de la Commission européenne et de certains acteurs des marchés.

Pour l'attribution d'une ressource rare, on prête en effet aux mécanismes d'enchères une meilleure efficacité : en l'absence d'externalités et dans un monde concurrentiel parfait, ces mécanismes assurent que les attributaires sont les entreprises pour lesquelles la capacité a le plus de valeur, donc celles qui sauront le mieux en tirer profit. Dans ce cas, les enchères assurent que la collectivité tirera le meilleur parti des infrastructures existantes. Toutefois, ce raisonnement est en échec en présence de pouvoirs de marché ou de coalitions d'acteurs, ce qui est le cas sur la plupart des marchés européens.

La CRE a donc été particulièrement vigilante dans l'examen des mécanismes d'allocation soumis à son approbation par RTE. La liste de priorités est actuellement employée sur les interconnexions avec la Belgique, l'Allemagne, la Suisse et l'Espagne. Le prorata est employé sur l'interconnexion avec l'Italie. L'interconnexion avec la Grande-Bretagne est allouée par enchères.

La gestion des interconnexions ne doit pas justifier le maintien ou l'introduction de péages aux frontières : l'objectif est, au contraire, de supprimer tous les obstacles tarifaires et non tarifaires.

Or, ceux-ci sont encore nombreux : droits d'accès aux réseaux, garanties de fermeté, coûts de congestion, prix de réserve dans les enchères... Leur existence constitue un obstacle aux échanges, mais est parfois justifiée par un service rendu. C'est pourquoi la CRE souhaite supprimer l'ensemble des facturations qui ne sont pas directement liées à un surcoût occasionné par un service supplémentaire rendu aux utilisateurs de l'interconnexion et examiner, au cas par cas, l'intérêt de ces services lorsqu'ils existent et la justification de leur facturation.

Elle se félicite donc de la mise en œuvre par ETSO depuis le 1er mars du mécanisme intérimaire de compensation des coûts des transits purs entre les gestionnaires de réseaux européens. Elle contribue aux travaux du Council of European Energy Regulators visant à l'adoption d'un mécanisme pérenne de compensation des coûts liés aux transits internationaux entre les GRT européens.

Elle s'est par ailleurs attachée à éviter que le recours systématique à des procédures d'enchères, en introduisant une facturation de l'accès aux interconnexions, provoque des effets contraires à l'objectif de mise en place d'un marché unique de l'électricité.

Les enchères conduisent, en effet, à substituer à la superposition des taxes d'import-export préexistantes une superposition de prix très volatils résultant du jeu des enchères. Au moins à court terme, l'imprévisibilité des coûts d'accès aux capacités d'interconnexions peut développer l'aversion au risque des grands clients et les dissuader d'être très actifs dans la recherche de fournisseurs étrangers. A l'inverse, cela peut favoriser les activités de traders toujours à la recherche d'opportunités d'arbitrage, sans bénéfice visible pour les consommateurs.

Par ailleurs, tous les mécanismes de cette nature actuellement en vigueur ont pour effet de permettre aux GRT de capturer la valeur que les utilisateurs des réseaux attribuent aux interconnexions. Ces mécanismes ne contiennent en eux-mêmes aucune incitation pour les GRT d'utiliser cette rente pour développer les capacités physiques nécessaires à la disparition des congestions et donc de la rente de rareté. Au minimum, les règles devraient assurer la neutralité des GRT vis-à-vis des phénomènes de congestion. Ce sujet est insuffisamment traité aujourd'hui.



4. Mode de gestion des principales interconnexions

A. Allocation de la capacité d'interconnexion entre la France et l'Angleterre

La principale réalisation de l'année 2001 dans le domaine des interconnexions a été l'instauration le 1er avril d'un mécanisme d'allocation de la capacité d'interconnexion entre la France et l'Angleterre. Grâce à cette nouvelle procédure, plusieurs acteurs de marchés organisent désormais régulièrement des échanges d'énergie entre la Grande-Bretagne et le continent. Il s'agit principalement de producteurs et de traders.

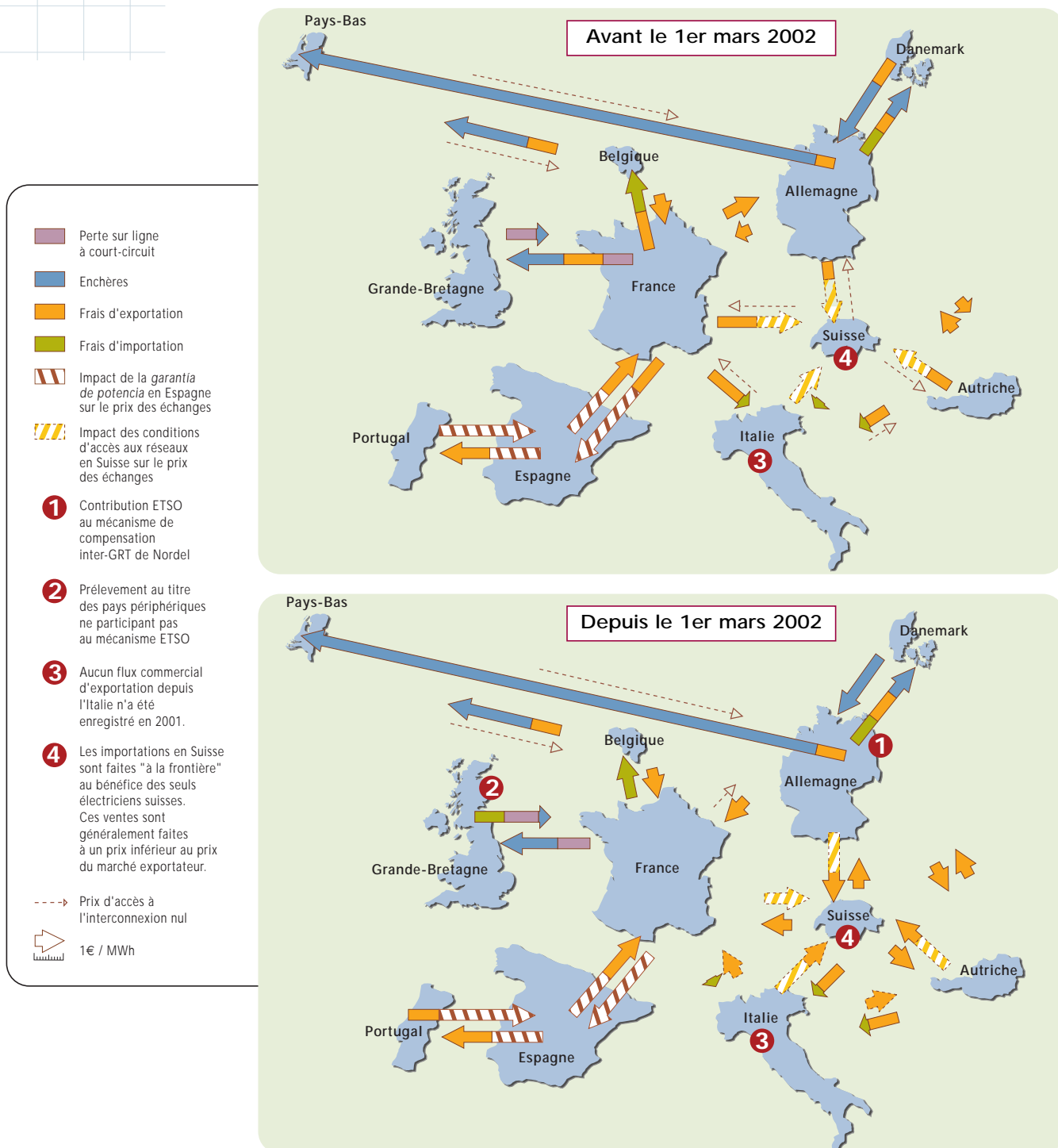
Progressivement, la clarté et le caractère non discriminatoire du nouveau mécanisme ainsi que la possibilité désormais offerte aux utilisateurs des réseaux français et anglais d'acquérir des capacités d'interconnexion pour diverses durées ont permis de renforcer la concurrence pour l'accès à l'interconnexion.

La capacité est désormais régulièrement utilisée dans le sens France - Angleterre ou dans le sens Angleterre - France, en fonction de la différence entre les prix de ces deux marchés. Une tendance à la réduction de l'écart de prix entre les deux pays semble se dessiner malgré les importantes différences enregistrées pendant les périodes de froid en France qui ont été à l'origine des pointes de consommation de novembre et de décembre.

L'analyse des résultats des enchères révèle une bonne cohérence avec la situation des marchés des deux côtés de la frontière et démontre le bon fonctionnement du mécanisme, contrairement à d'autres enchères organisées en Europe.

Ce succès est cependant très relatif, dans la mesure où la liaison n'est jamais saturée.

10 Coût par MWh des échanges d'énergie transfrontaliers en Europe



Les graphiques représentent le coût moyen au MWh après transaction annuelle de bande entre les deux pays reliés par la flèche (0,5 cm = 1 €/MWh)

Les prix d'accès aux réseaux pour les transactions internationales ont été calculés pour une bande annuelle, à partir des prix d'accès publiés par les gestionnaires de réseaux. Lorsque les capacités d'interconnexion sont allouées par enchères, c'est la valeur de l'enchère annuelle qui a été retenue.

Source : CRE

La CRE reste vigilante sur les modalités pratiques de sa mise en œuvre, en particulier pour s'assurer qu'elles favorisent au mieux la réalisation des échanges transfrontaliers et leur contribution à l'ouverture des marchés et non l'intérêt financier des GRT. Elle proposera, en tant que de besoin, des modifications pour adapter le mécanisme aux évolutions et aux nouveaux besoins des marchés.

B. Interconnexion entre la France et l'Espagne

En 2001 la CRE a élaboré avec la CNE les principes devant s'appliquer au cas de la frontière espagnole. En raison de l'organisation des marchés de chaque côté des Pyrénées, les structures de prix et de parc de production et l'insuffisance chronique de capacités de transit entre les deux pays, les deux commissions sont favorables au recours à des enchères explicites de capacités à plusieurs échéances. Le processus est désormais en attente d'une validation du ministère espagnol chargé de l'énergie.

La CRE souhaite que les conditions d'accès à ce marché très attractif puissent être améliorées rapidement pour permettre à de nouveaux acteurs d'y intervenir et au marché français de bénéficier des complémentarités entre les parcs de production des deux pays. Elle souhaite également que la coordination entre les mécanismes d'ajustement français et espagnol soit organisée en vue d'une plus grande efficacité des deux marchés. C'est bien entendu, grâce au développement des interconnexions, et non par la mise en place provisoire d'enchères que ces résultats pourront être atteints.

C. Interconnexion entre la France et la Belgique

Conjointement avec la CREG, la CRE a précisé les conditions nécessaires à la mise en œuvre d'un mécanisme spécifique d'allocation de la capacité d'interconnexion entre la France et la Belgique. Dans le cas particulier de cette interconnexion, la publication d'informations sur l'utilisation réelle actuelle des infrastructures est particulièrement importante et constitue un préalable à toute modification des méthodes employées.

D'un commun accord, les deux régulateurs ont demandé à RTE, d'une part, et à Elia, d'autre part, d'étudier les modalités d'accroissement des capacités d'interconnexion entre les deux pays afin que les gouvernements des deux pays soient en mesure de faire aboutir les procédures d'autorisations des renforcements de réseaux nécessaires dans les meilleurs délais.

L'adaptation aux besoins spécifiques des marchés belge et français des règles d'allocation, actuellement en vigueur, est en cours d'étude par les deux gestionnaires de réseaux et sera, prochainement, présentée à l'approbation des deux régulateurs.



D. Interconnexion entre la France et l'Italie

En 2001, à l'instigation de la CRE et de son homologue italien l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG), les gestionnaires des réseaux de transport français, italien et suisses ont étudié les moyens d'augmenter la capacité d'importation de l'Italie par ses frontières nord-ouest et préparé un mécanisme d'allocation coordonné et commun. L'échec des négociations avec les gestionnaires de réseaux suisses n'a pas permis d'aboutir à un accord sur le mécanisme d'allocation.

A la demande de la CRE et de l'AEEG, les gestionnaires des réseaux de transport français et italien ont donc procédé, pour la première fois, à une allocation commune annuelle d'une capacité portée à 1800 MW, au prorata des demandes des consommateurs éligibles italiens. Ce dispositif a permis à de nombreux fournisseurs internationaux de proposer des conditions de fourniture compétitives en Italie et d'accéder au marché péninsulaire. Il sera prochainement complété par un mécanisme de réallocation journalière des réservations non utilisées et de la capacité rendue disponible, au jour le jour, au vu des conditions d'exploitation du réseau.



L'ouverture et la régulation du marché français

I. L'évolution du marché français

1. Activité des fournisseurs

Depuis juillet 2001, le nombre de fournisseurs présents sur le marché français a beaucoup augmenté. En avril 2002, plus de soixante fournisseurs disposent d'un contrat de responsable d'équilibre avec RTE, et plus de cinquante réalisent des transactions sur l'un des différents segments du marché français. Les principaux électriciens des pays limitrophes, ainsi que les principaux traders d'énergie sont présents. La liste de ces fournisseurs est publiée sur le site internet (www.cre.fr); elle comprend les acteurs du marché français de l'électricité qui se sont déclarés.

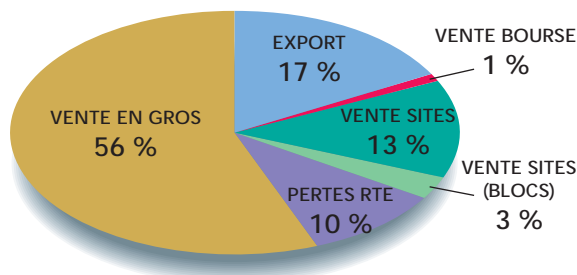
Sur les différents segments du marché français :

- 16 fournisseurs vendent directement à des clients éligibles
- 18 fournisseurs vendent à RTE pour la compensation de ses pertes
- tous les fournisseurs réalisent des échanges de blocs entre responsables d'équilibre
- plus de 30 fournisseurs réalisent des transactions aux frontières (importations ou exportations)
- 28 fournisseurs sont présents sur la bourse française de l'électricité, Powernext, en 2002.

Plus de cinquante fournisseurs réalisent des transactions sur l'un des différents segments du marché français

En termes de volumes, les transactions réalisées par les acteurs en dehors d'EDF sont en augmentation constante, et dépassent 9 TWh en avril 2002 (la consommation française était de 35,6 TWh ce mois-là). Il s'agit des transactions notifiées chaque jour à RTE, les quantités d'électricité vendues avec des contrats de type "forward" et qui peuvent s'échanger plusieurs fois avant d'être notifiées au gestionnaire de réseau (ou annulées) ne sont pas prises en compte.

11 Ventes d'électricité par nature (hors EDF) en avril 2002 (9,2 TWh)



Pour l'élaboration de ce schéma, les définitions suivantes ont été retenues :

Vente en gros : vente à un autre responsable d'équilibre

Export : exportation d'électricité

Vente bourse : vente sur Powernext

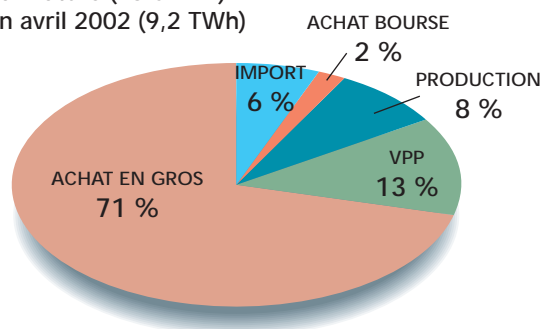
Ventes sites : vente à des sites éligibles au sein du périmètre d'équilibre

Vente sites (blocs) : vente à des sites éligibles (sous forme de blocs)

Pertes RTE : vente d'électricité à RTE pour la compensation de ses pertes

Source : CRE ; estimations à partir de données brutes de RTE

**12 Achats d'électricité
par nature (hors EDF)
en avril 2002 (9,2 TWh)**



Pour l'élaboration de ce schéma, les définitions suivantes ont été retenues :

Achat en gros : achat à un autre responsable d'équilibre

Import : importation d'électricité

Achat bourse : achat sur Powernext

Production : production d'électricité par des centrales

VPP : achat à EDF dans le cadre de la mise aux enchères de capacités

Source : CRE ; estimations à partir de données brutes de RTE

Ces graphiques illustrent également l'importance du marché de gros : ces échanges fluidifient le marché, en permettant à chaque acteur de compléter son offre par des achats auprès d'autres acteurs au meilleur prix, en fonction des besoins de chacun (par exemple pour reconstituer la courbe de charge de ses clients).

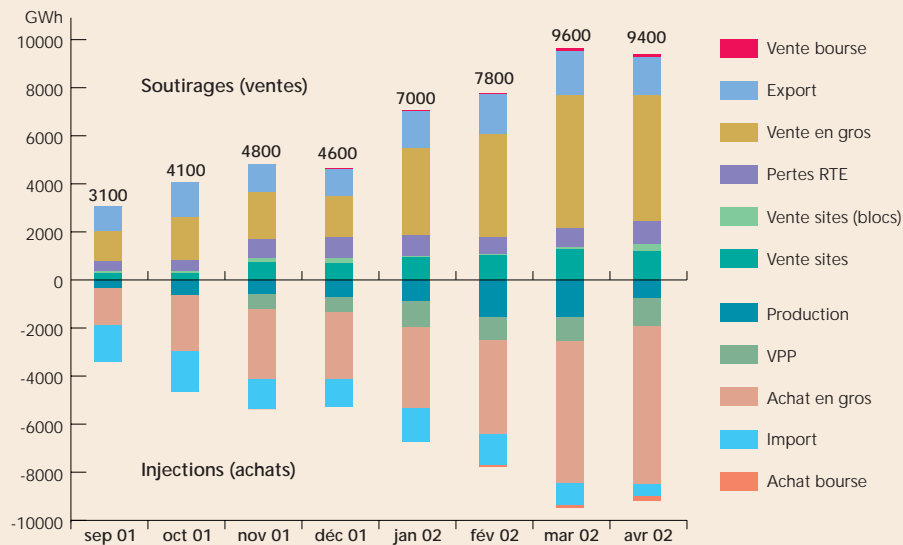
En ce qui concerne la consommation finale, on constate également que :

- environ 13% du marché des éligibles (représentant lui-même 30% de la consommation totale française) est désormais approvisionné par des fournisseurs autres qu'EDF ;
- si l'on tient compte de la fourniture d'électricité à RTE pour compenser ses pertes, la part de marché des fournisseurs, hors EDF, est de l'ordre de 20% ;
- en nombre de sites, plus de 240 sites (sur un total de l'ordre de 1300) ont désormais changé de fournisseur au moins une fois.

On peut retracer l'évolution du marché hors EDF avec le graphique suivant, qui montre les achats et ventes d'électricité par segment de marché depuis septembre 2001. On constate une progression du volume sur tous les segments de marché. En outre, le mois de novembre a vu une augmentation significative du volume total, en raison à la fois de la mise aux enchères de capacités d'EDF (voir infra) et du nombre de clients éligibles qui ont changé de fournisseur à cette date là (beaucoup de contrats en France courent en effet du 1er novembre au 31 octobre). L'augmentation est régulière depuis janvier, tant sur le marché de gros que sur celui des éligibles.

13

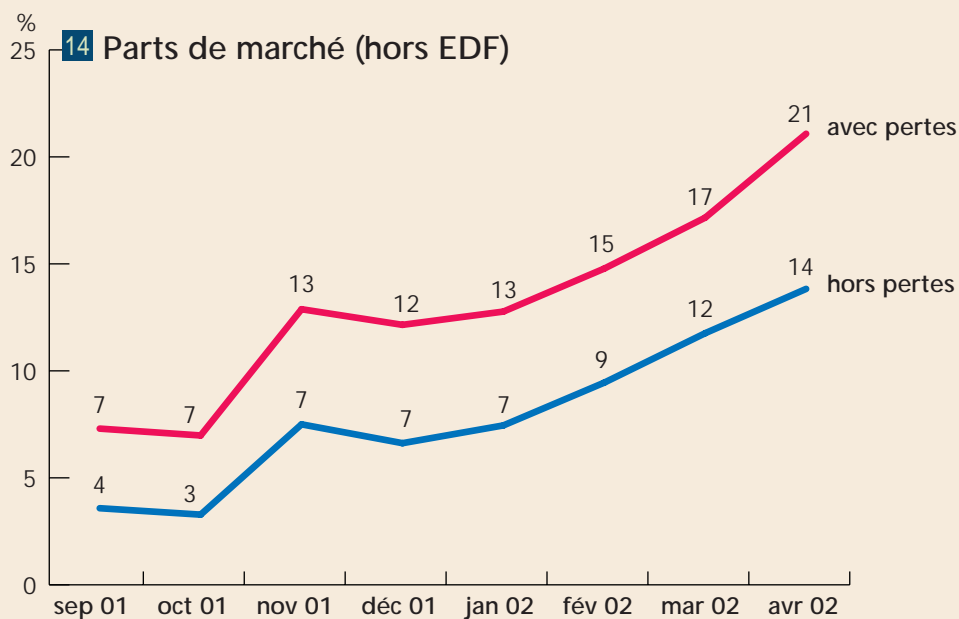
Evolution des ventes et achats d'électricité par nature (hors groupe EDF)



Source : CRE ; estimations à partir des données brutes de RTE

On peut également en déduire l'évolution des parts de marché en énergie, en tenant compte des pertes ou non.

14 Parts de marché (hors EDF)



Source : CRE ; estimations à partir des données brutes de RTE

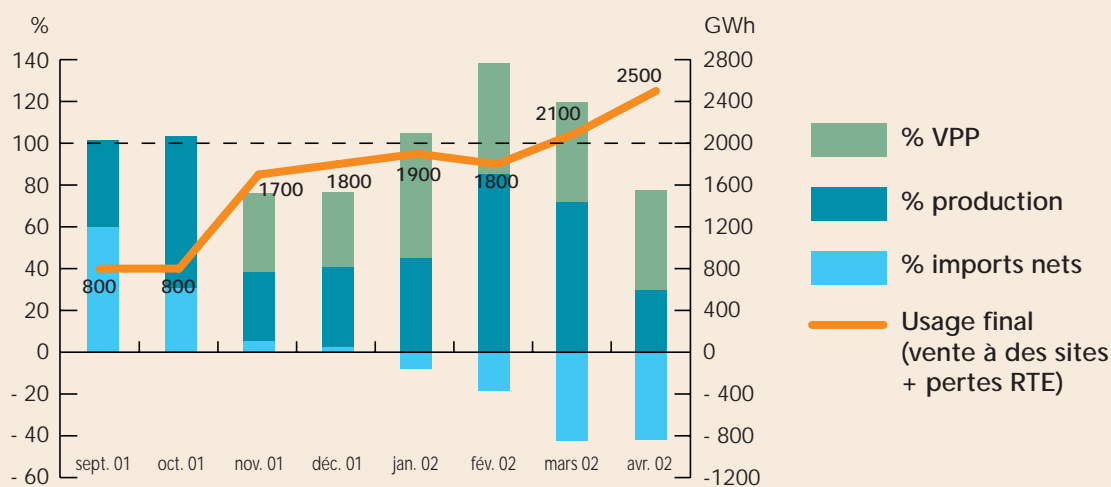
2. Origine de l'électricité pour les fournisseurs hors EDF

Quand on ne tient pas compte des transactions intermédiaires (marché de gros), l'électricité fournie par les acteurs hors EDF aux clients éligibles et à RTE ne peut provenir que de quatre sources :

- la production hors EDF, essentiellement de la CNR et de la SNET : la CNR et la SNET ont leur propre périmètre d'équilibre, et elles disposent désormais de la production de leurs centrales, en partie pour la SNET et en totalité pour la CNR (les décisions des comités destinés à fixer le régime des relations avec EDF maintiennent des ventes d'électricité entre ces deux compagnies et EDF, mais désormais sur la base de ventes de blocs et non de mise à disposition d'une centrale de production) ;
- les importations ;
- les capacités vendues aux enchères par EDF ;
- la production d'EDF.

Le graphique suivant montre, d'une part, la quantité d'électricité vendue pour un usage final (ligne orangée : vente à des sites éligibles ou à RTE pour ses pertes) et, d'autre part, l'origine de l'électricité ainsi vendue, en pourcentage (barres). Il s'agit de résultats globaux calculés pour l'ensemble des fournisseurs, hors EDF. Ils ne sont pas valables pour un fournisseur donné.

15 Origine de l'électricité vendue (hors EDF), en pourcentage de la quantité vendue en usage final



Source : CRE ; estimations à partir des données brutes transmises par RTE

Si, au début de l'ouverture du marché, les importations ont joué un grand rôle dans l'approvisionnement des fournisseurs, hors EDF, la situation a changé en novembre 2001, avec l'arrivée des capacités vendues par EDF qui ont eu un effet d'éviction sur les importations (les acteurs n'avaient plus besoin d'importer) : depuis janvier 2002, les acteurs, hors EDF ont même été globalement exportateurs, après avoir été globalement importateurs en 2001.

En outre, en novembre et en décembre 2001, la somme des importations nettes, des capacités vendues aux enchères et de la production indépendante a été inférieure à la quantité d'électricité vendue aux clients éligibles et à RTE : cela signifie que les fournisseurs ont acheté de l'électricité à EDF sur le marché de gros pour pouvoir compléter leur offre. Le même phénomène s'est reproduit en avril 2002 (notamment en raison d'une mauvaise hydraulité handicapant la CNR).

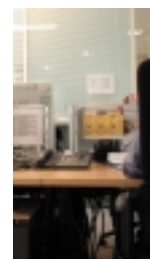
Ces considérations sont globales, autrement dit ne valent pas pour chaque acteur pris isolément mais pour l'ensemble des fournisseurs hors EDF, et elles correspondent à des flux nets : on n'a pas pris en compte les importations, mais les importations diminuées des exportations.

3. Les autres producteurs français

La CNR, qui possède les usines hydrauliques de la vallée du Rhône, a désormais la maîtrise de sa production, et elle est depuis le 1er janvier 2002 responsable d'équilibre. Elle possède donc tous les éléments pour pouvoir agir sur le marché français. Il convient toutefois de souligner la spécificité de son parc, constitué de centrales au fil de l'eau : la prévision de leur production est difficile, ce qui peut avoir des effets néfastes sur les écarts entre les injections et les soutirages d'électricité au sein de son périmètre d'équilibre (ces écarts importants ont des conséquences financières négatives lors de leur règlement avec RTE). En conséquence, la CNR met en place des outils afin d'affiner le pilotage de son parc de production. Par ailleurs, la taxe hydraulique qu'elle doit acquitter (9,30 € pour tout MWh produit) est parfois supérieure, lors des heures creuses, au prix de l'électricité sur les marchés, ce qui incite la CNR à ne pas produire, y compris au prix d'un déversement pur et simple de l'eau, pendant ces heures-là. Enfin, la CNR poursuit son partenariat commercial avec Electrabel au sein de leur société commune Energie du Rhône, dont le capital est détenu à 51% par la CNR et à 49% par l'électricien belge. Cette société commune est chargée de la commercialisation de l'énergie produite par les deux entreprises, et a absorbé la société française qu'Electrabel avait créée pour pénétrer le marché français.

La SNET, à la suite des conclusions du comité prévu par la loi du 10 février 2000 chargé de redéfinir ses relations avec EDF, recouvre progressivement la pleine maîtrise de sa production et de sa commercialisation. Depuis 2001, la SNET dispose de son propre périmètre d'équilibre, auquel ses centrales sont progressivement rattachées. Endesa, actionnaire à 30% de la SNET, a annoncé son intention d'augmenter sa participation pour devenir majoritaire dans le capital de la société.

La SDEM, filiale de la SNCF qui possède des usines hydrauliques dans les Pyrénées et le Massif Central, a également entamé des négociations exclusives avec Electrabel, après une première mise en concurrence, dans le but de lui attribuer la commercialisation de sa production d'énergie.



4. Les capacités vendues aux enchères par EDF

Conformément à une décision de la Commission européenne, EDF a commencé à vendre aux enchères des capacités virtuelles de production. En mars 2002, elle avait mis en vente environ 2200 MW sur le total de 6000 MW prévu par la décision.

La CRE suit avec attention le déroulement des enchères, compte tenu de l'intérêt qu'elles présentent pour la concurrence sur le marché français. Elle a ainsi fait deux communications, le 10 juillet 2001 avant les premières enchères et le 23 novembre 2001 après ces premières enchères, afin d'améliorer le processus. Dans les deux cas, l'objectif poursuivi par la CRE était de maximiser le plus rapidement possible l'effet sur le marché français, tout en assurant les meilleures conditions d'utilisation pour les acquéreurs. EDF a suivi ou envisagé de suivre certaines recommandations. Cependant, la décision de la Commission européenne est très précise et EDF ne peut pas s'en écarter. Or, la prise en compte de certaines recommandations de la CRE, s'appuyant sur le retour d'expérience des premiers tours d'enchères, nécessiterait une modification de la décision.

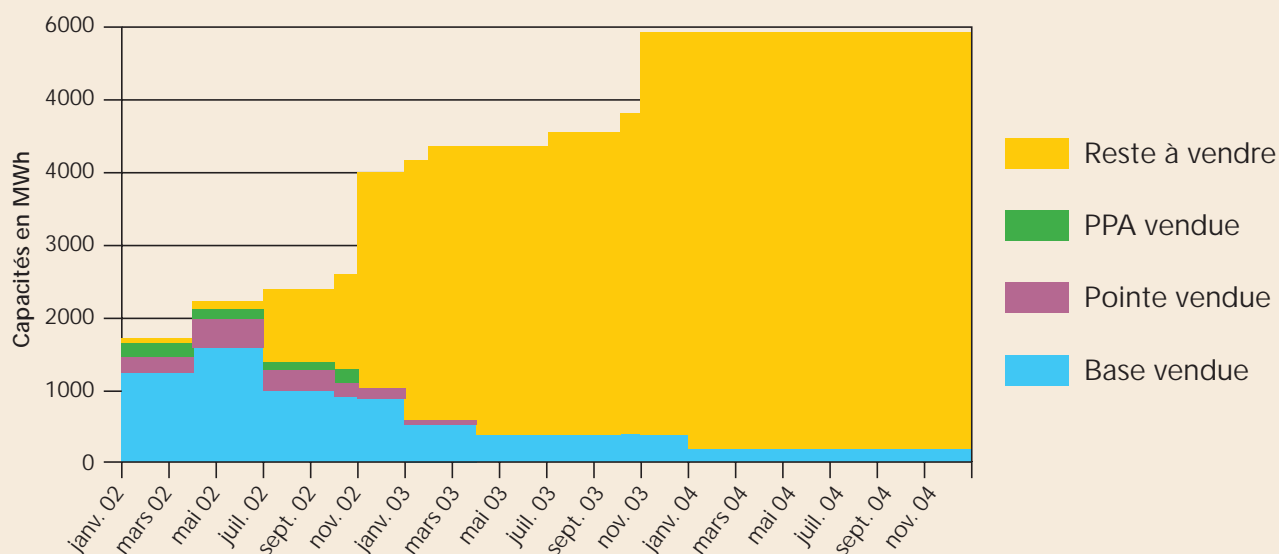
La CRE estime en particulier que le rythme des enchères devrait être accéléré, afin d'augmenter leur effet bénéfique sur le marché français (croissance des volumes en premier lieu). Le graphique (cf. page 30) montre que relativement peu d'énergie a été vendue au cours des trois premières enchères (la partie claire indique les quantités qu'EDF a prévu de mettre en vente). La CRE juge qu'une accélération du rythme est compatible avec l'état d'ouverture du marché.

16 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 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 donc plus faible que pour les "VPP de base".
- les **PPA** (power purchase agreement : accord d'achat de puissance), qui reproduisent les achats par EDF de l'électricité produite par cogénération. Il s'agit de produits fonctionnant en base du 1er novembre au 31 mars, le fonctionnement en été est fonction du prix du gaz. Il n'y a pas de caractère optionnel dans ce produit, et les enchères se font uniquement sur le prix du MWh acheté en hiver.

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.

17 Capacités totales vendues en mai 2002



Source : CRE

La CRE souhaite par ailleurs très fortement que les enchères favorisent les produits longs (un, deux ou trois ans – davantage représentatifs de capacités de production), ce qui veut dire éventuellement supprimer les produits de trois et six mois (en fait assimilables à des produits de trading). Il lui semble que cette mesure est également de nature à renforcer l'émergence d'une concurrence sur le marché français en permettant aux acteurs de prendre des positions sur le long terme.

On constate toutefois que les achats se portent majoritairement sur les produits courts (inférieurs à un an), alors que la plupart des acteurs interrogés par la CRE ont indiqué qu'ils auraient préféré acquérir des produits longs, ce qui tendrait à indiquer que la courbe d'indifférence, conçue par EDF pour refléter les prix relatifs des différentes durées des produits, favorise les produits courts. Cette hypothèse est en l'état actuel difficile à vérifier, mais ce phénomène conforte la CRE dans l'idée qu'il conviendrait de ne mettre aux enchères que des produits longs.

Concernant les effets des enchères, l'analyse des premiers mois de fonctionnement permet de dégager un certain nombre de tendances. Dire exactement à quoi sert l'électricité des enchères (et où elle va) n'a pas vraiment de sens, dans la mesure où les acteurs ont un portefeuille varié d'injections (production, importations, achats sur le marché de gros...) et de soutirages (vente à des sites éligibles, exportations...) : ils peuvent ainsi faire des substitutions comme ils l'entendent.

On peut toutefois remarquer que ces enchères contribuent à fluidifier grandement le marché de gros. La liquidité du marché français, bien qu'en augmentation, est encore jugée insuffisante par la plupart des acteurs. En outre, il y a eu un effet de substitution vis-à-vis des importations, dont la nécessité a diminué au fur et à mesure que de l'électricité a été disponible sur le marché français : de fait, les acteurs hors EDF sont désormais globalement exportateurs nets.

En ce qui concerne les prix qui résultent des enchères, ils correspondent en général à ceux qui sont observés sur la plaque continentale (ceux publiés par Platts, par exemple), au moins pour le produit "base" pour lequel il existe une cotation (le produit "pointe", qui possède une partie optionnelle, est plus difficile à évaluer). Au total, cette opération, sous réserve des critiques rappelées ci-dessus, a un effet positif sur le marché.

La CRE souhaite par ailleurs très fortement que les enchères favorisent les produits longs

5. Les conséquences de la disparition d'Enron

La disparition d'Enron n'a pas eu de conséquences sur le système électrique physique, car tous les clients d'Enron ont pu se fournir ailleurs sur le marché :

- Enron n'ayant pas de production physique en France, il ne jouait de toute façon qu'un rôle d'intermédiaire ;
- la liquidité du marché était en train d'augmenter (entre autres grâce à la mise en vente des VPP), et la part d'Enron diminuait notablement ;
- EDF Trading a commencé à intervenir sur le marché de gros en novembre 2001, apportant d'importantes capacités d'achat et de vente ;
- les clients industriels ont pu trouver auprès de leur responsable d'équilibre ou bien auprès d'autres fournisseurs le complément de fourniture.

Enron avait par ailleurs notifié 300 GWh de transaction à RTE en septembre 2001. Il avait des échanges avec une vingtaine de fournisseurs, et en outre alimentait huit sites industriels, sous forme de blocs (il ne prenait pas la responsabilité des écarts de consommation de ses clients), pour des montants de l'ordre de 25 GWh par mois.

Des acteurs ont toutefois noté une diminution de la liquidité des marchés en général (Enron se voulait market maker et était donc en mesure de proposer un prix pour toute demande qui lui était soumise). Ils regrettent en outre la disparition de l'ingénierie d'Enron, qui proposait selon eux des produits originaux et adaptés aux besoins des clients (contenant des options de vente ou d'achat, détenues par le client ou par Enron : dans ce dernier cas, cela permettait de diminuer le prix du MWh).

Il semble toutefois que des fournisseurs commencent à proposer des produits optionnels sur mesure. Ils indiquent également avoir tiré les leçons de la chute d'Enron et affirment avoir désormais adopté :

- une attitude prudente, voire conservatrice, en matière de gestion des risques ;
- un trading qui s'appuie sur des actifs physiques de production ou bien sur la solidité financière de l'entreprise (banque par exemple).

II. De nouveaux espaces de liberté pour les acteurs de marché

1. L'élargissement de l'éligibilité

A. La communication du 10 janvier 2002 sur l'alimentation en électricité de leurs filiales par les producteurs

L'article 23 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000 garantit aux producteurs un accès aux réseaux publics de transport et de distribution pour alimenter, dans les limites de leur production, leurs établissements et leurs filiales. Dans une communication du 10 janvier 2002, la CRE a précisé la notion de filiale au sens de ces dispositions.

Dès lors que le droit d'accès aux réseaux publics reconnu aux producteurs pour alimenter leurs filiales trouve son origine dans une disposition de la directive communautaire 96/92/CE du 19 décembre 1996 (article 20 paragraphe 1), la CRE a estimé que la notion de filiale d'un producteur devait être interprétée dans le cadre du droit communautaire en faisant prévaloir le critère du contrôle direct ou indirect exercé par la société mère sur sa filiale, et non par référence aux dispositions de l'article L 233-1 du Code du commerce.

B. La communication du 13 juin 2002 sur l'abaissement du seuil d'éligibilité

Afin de préparer la prochaine phase d'ouverture légalement prévue, qui portera début 2003 de 30 à environ 34 % la part de marché ouvert à la concurrence, la CRE a commencé à rendre publique une liste de futurs clients éligibles afin que les fournisseurs puissent les contacter. Les sites concernés sont ceux dont la consommation annuelle aura dépassé le seuil d'éligibilité qui devrait être fixé aux alentours de 9 GWh.

La CRE a rappelé à cette occasion que l'éligibilité dépendait du seul franchissement de ce seuil et non de l'accomplissement des formalités de déclaration. Elle a demandé aux gestionnaires de réseaux de préparer la conclusion des contrats d'accès aux réseaux de ces futurs éligibles pour faciliter l'exercice effectif de leur liberté de choix du fournisseur dès le début 2003. Elle leur a également demandé de garantir l'accès aux données de comptage, essentielles pour que les clients puissent recevoir des offres adaptées à leur consommation.



2. Le développement de l'achat pour revente : la communication de la CRE du 6 septembre 2001 relative à la liberté du négoce d'électricité

L'activité de négoce (activité d'achat pour revente) apporte une contribution essentielle à l'ouverture à la concurrence du marché français, celle-ci ne pouvant en effet s'opérer, en raison de la surcapacité de la production pour l'essentiel, que sur le plan commercial.

De nombreux opérateurs souhaitaient une clarification. La CRE s'est prononcée sur les conditions dans lesquelles peut être exercé le négoce d'électricité en France, répondant ainsi à une demande d'avis sur ce point du gouvernement.

Dans sa communication du 6 septembre 2001, la CRE a estimé que l'activité de négoce peut librement se développer dans le cadre de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000 dès lors qu'aucune de ses dispositions ne s'y oppose directement ou indirectement.

En particulier, l'article 22 de la loi qui énumère limitativement les clients éligibles bénéficiant de la liberté d'acheter de l'électricité ne fait pas obstacle à l'activité d'achat pour revente, la distinction opérée par ces dispositions entre clients éligibles et clients non éligibles en fonction de leur consommation ne permettant pas d'appréhender la situation de l'opérateur achetant pour revendre, qui ne consomme pas d'électricité et qui peut même ne pas être raccordé aux réseaux publics. Celui-ci relève d'une autre catégorie d'analyse, celle définie par la directive 96/92/CE du 19 décembre 1996 des "clients grossistes" qui achètent ou vendent de l'électricité.

La seule restriction apportée par la loi du 10 février 2000 à l'activité d'achat pour revente d'électricité est celle prévue à son article 22-IV pour les producteurs et leurs filiales qui sont seulement autorisés à exercer cette activité dans les limites d'une quantité de référence déterminée en fonction de leurs capacités de production. Les Distributeurs Non Nationalisés (DNN) sont, par ailleurs, autorisés à pratiquer l'achat pour revente uniquement en vue de l'approvisionnement de leurs clients éligibles.

La CRE considère ainsi que l'activité d'achat pour revente peut se développer librement dans le cadre des textes en vigueur sans autre restriction que celle prévue par l'article 22 de la loi du 10 février 2000, et contribuer ainsi de façon essentielle au renforcement de la concurrence.

Cette délibération a eu un effet positif sur le développement du marché de gros, et a donné une base sûre à l'opération de mise aux enchères de centrales virtuelles par EDF, qui s'analyse comme une succession d'achats pour revente, auxquels ont pu ainsi participer des entreprises françaises, y compris publiques.

**L'activité de négoce
(activité d'achat
pour revente) apporte
une contribution
essentielle à
l'ouverture à la
concurrence du
marché français**

3. L'évolution du mécanisme de responsable d'équilibre

Le constat de fonctionnement du système de relations entre clients éligibles, fournisseurs et le gestionnaire du réseau de transport pendant le premier semestre 2000 avait conduit la CRE, en liaison avec RTE, à définir et mettre en œuvre la fonction de responsable d'équilibre qui n'était pas prévue par la loi du 10 février 2000.

Ce mécanisme permet la participation d'une pluralité d'acteurs, qui sont essentiellement des fournisseurs de clients éligibles complétant leur offre commerciale par la fourniture de l'énergie d'ajustement nécessaire à la satisfaction intégrale des besoins des clients. Le contrat de responsable d'équilibre ouvre la possibilité à l'ensemble des fournisseurs de pouvoir proposer, à l'instar d'EDF, des offres complètes aux clients éligibles et non plus de se contenter de vendre des blocs.

Le mécanisme a fait l'objet d'adaptations au cours de l'année 2001, sur la base du retour de l'expérience des utilisateurs de réseaux et des premiers responsables d'équilibre, afin de rendre ce mécanisme plus performant et plus facilement accessible à tous les opérateurs. A la demande de la CRE, différentes mesures d'amélioration ont ainsi été mises en œuvre par RTE, notamment :

- un contrôle bilatéral des déclarations par les opérateurs permettant au gestionnaire du réseau de transport de valider ex ante l'ensemble des contrats compris dans le périmètre contractuel d'un même responsable d'équilibre ;

- un mécanisme de pénalisation des écarts prolongés destiné à inciter les opérateurs à rendre leurs déclarations plus fiables et permettant ainsi de remédier aux déséquilibres engendrés par des écarts répétés entre la déclaration et la réalisation des injections par les producteurs/fournisseurs, écarts préjudiciables à la bonne gestion du réseau ;
- un alignement des dispositions contractuelles en matière de comptage sur les recommandations que la CRE a formulées dans sa communication du 5 juillet 2001. Est ainsi clairement affirmé le droit pour les opérateurs actifs sur le marché français d'accéder facilement, à tout moment et sans surcoût, aux données primaires issues des dispositifs de comptage, afin de contrôler et piloter leurs éventuelles situations d'écarts ;
- un allongement à un an de la durée du contrat permettant une meilleure prévisibilité, une stabilité accrue des relations contractuelles ainsi qu'une simplification de la gestion des contrats.

Les évolutions souhaitées par la CRE porteront sur la possibilité, jusqu'à présent réservée aux seuls importateurs, de modifier les déclarations en bénéficiant de guichets de déclarations infra-journaliers, par pas de quatre heures. Cette possibilité autorisera notamment la déclaration des échanges de blocs et permettra de fiabiliser les prévisions.

4. La création d'un marché organisé d'échange d'électricité : Powernext

Depuis le 26 novembre 2001, la société Powernext SA anime une bourse française de l'électricité où sont quotidiennement négociés la veille pour le lendemain des produits horaires livrables sur le réseau de transport électrique français.

La mise en place de ce marché est l'aboutissement d'un projet dont la CRE a été informée dès son lancement par Paris Bourse SA, devenue depuis Euronext. Ayant à maintes reprises exprimé son intérêt pour la création d'une bourse de l'électricité, la CRE avait, par sa délibération en date du 14 décembre 2000, manifesté son soutien de principe au projet.

Saisie du projet de règles de marché en novembre 2001, la CRE a réitéré son accueil favorable par une délibération en date du 14 décembre 2001.

A. Une bourse nécessaire au développement du marché français

Marché spot non réglementé, Powernext organise la confrontation de l'offre et de la demande d'électricité dans le cadre de contrats à terme fermes standardisés (la veille pour le lendemain) portant sur la livraison de produits horaires sur le réseau de transport électrique français. Ces contrats sont négociés par la méthode du fixage, arrêté quotidiennement à 11 heures. La chambre de compensation Clearnet garantit les transactions financières en se portant contrepartie centrale à tous les échanges.

Les membres autorisés sont les personnes morales françaises ou étrangères, auxquelles leur législation nationale n'interdit pas d'acheter et de vendre de l'électricité. Les membres doivent également avoir signé un contrat de responsable d'équilibre avec RTE par lequel ils s'engagent à régler les écarts entre les engagements pris sur Powernext et la livraison d'électricité.

Actionnaire de référence de Powernext SA, via une holding (HGRT) ouverte depuis à d'autres réseaux de transport (Elia et Tennet), RTE est également lié par contrat avec cette société pour organiser une relation simple et fonctionnelle qui assure que toute transaction peut être réputée physiquement livrée.

L'entreprise d'investissement, Powernext a reçu l'agrément du Comité des Etablissements de Crédit et des Entreprises d'Investissement (CECEI) de même que son programme d'activité a été approuvé par le Conseil des Marchés Financiers (CMF).

L'article 4.5 des règles de marché prévoit que Powernext SA communique les informations relatives aux transactions au Conseil des Marchés Financiers et à la Commission de régulation de l'électricité.

Dans sa délibération du 21 septembre 2001, la CRE a rappelé son soutien à la création d'une bourse sur le marché français. La simplicité des règles de marché, de même que le choix de produits horaires, ont semblé favorables pour assurer dans un premier temps la meilleure liquidité possible. Enfin, les modalités d'association de RTE ont été jugées conformes aux vues déjà exprimées par la CRE dès lors qu'elles garantissent d'une part la liaison entre transaction commerciale et livraison physique (par le règlement des écarts par le membre-responsable d'équilibre) et qu'elles permettent, d'autre part, à RTE de réaliser pleinement ses missions de service public qui doit "assurer à tout instant l'équilibre des flux électriques sur le réseau".

B. Des premiers mois prometteurs

Des volumes en progression constante

Durant les premières semaines de fonctionnement, les volumes traités sur Powernext sont demeurés relativement bas. Il faut toutefois noter que son lancement a coïncidé avec le début de l'affaire Enron qui a eu un impact sur les volumes traités sur les marchés de gros en Europe même si elle n'a pas eu de conséquences sur les échanges physiques ; cet impact a toutefois été nettement contrebalancé en France par l'arrivée sur le marché de gros d'EDF Trading. Depuis le début de l'année 2002, les volumes affichés par Powernext sont en croissance constante, franchissant la limite des 20000 MWh en février 2002 et s'étant depuis stabilisés nettement au-dessus de ce chiffre. En termes de volumes quotidiens échangés, un record a été atteint sur Powernext le 4 avril 2002 (pour livraison le 5 avril 2002) avec 13188 MWh.

Les échanges se sont développés à un rythme soutenu depuis le printemps. Cette intensification se produit certainement grâce à une période d'apprentissage et une meilleure connaissance de ce type de marché par les électriciens et les traders participants.

Un nombre croissant de participants

Pendant le premier mois d'activité de Powernext, sept entreprises intervenaient sur le marché, EDF Trading, Electrabel, TotalFinaElf, Cargill, Iberdrola, Endesa et Atel. Trois autres entreprises, Norsk Hydro, EGL et CNR ont rejoint la bourse pendant le deuxième mois de fonctionnement du marché, et cinq autres les suivaient au cours du mois de mars 2002 ; il s'agit de Gaselys, E.ON, Aquila, Verbund, UFG.

Au 4 juin 2002, Powernext totalisait ainsi 28 membres dont 24 actifs sur le marché, ce qui confirme l'intérêt des acteurs du marché européen pour la bourse française de l'électricité.

Des prix proches de ceux observés ailleurs sur la plaque continentale

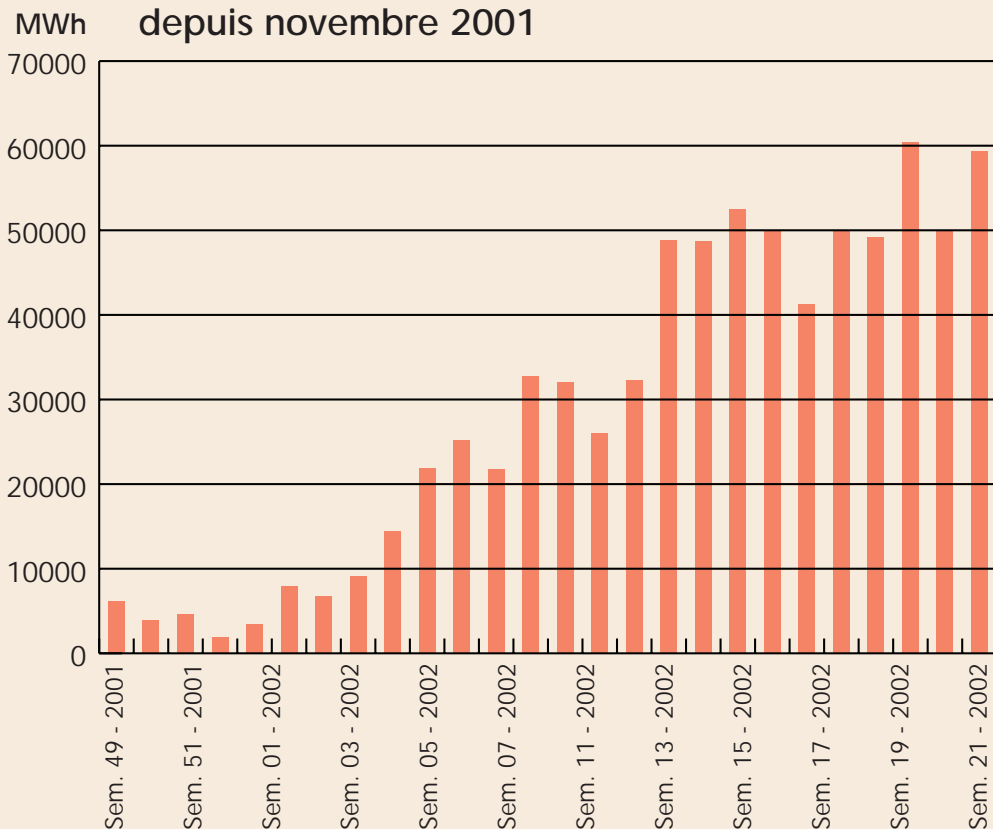
Avant le lancement de Powernext, les prix OTC sur le marché français étaient calés sur les prix de gros allemands, à un niveau légèrement inférieur. La différence entre les prix allemands et français se rapprochait du prix du barème payé pour importer du courant de l'Allemagne vers la France. Ceci illustre la tendance à la convergence des prix lorsque les échanges sont fluides entre plusieurs pays, comme c'est le cas sur la plaque continentale formée par la France, l'Allemagne, la Suisse et l'Autriche.

Depuis son démarrage, les prix issus de Powernext sont proches des prix enregistrés sur les bourses allemandes, suivant globalement les mêmes tendances à la hausse ou à la baisse. En avril 2002, des congestions ont été observées entre la France et l'Allemagne qui ont conduit à créer un différentiel de prix entre les deux marchés nationaux. Cependant, ces congestions ne semblent pas avoir un caractère structurel et on ne peut donc pas parler d'un décrochage durable des prix français par rapport aux prix allemands.

Avec le développement progressif de ses volumes, Powernext produira une référence de prix incontestable sur le marché français. L'élargissement de la palette de produits proposés par Powernext à des produits à terme (permettant aux acteurs du marché de se couvrir) ou à la compensation de transactions bilatérales, améliorera encore la liquidité, et donc la concurrence, sur le marché de gros français.

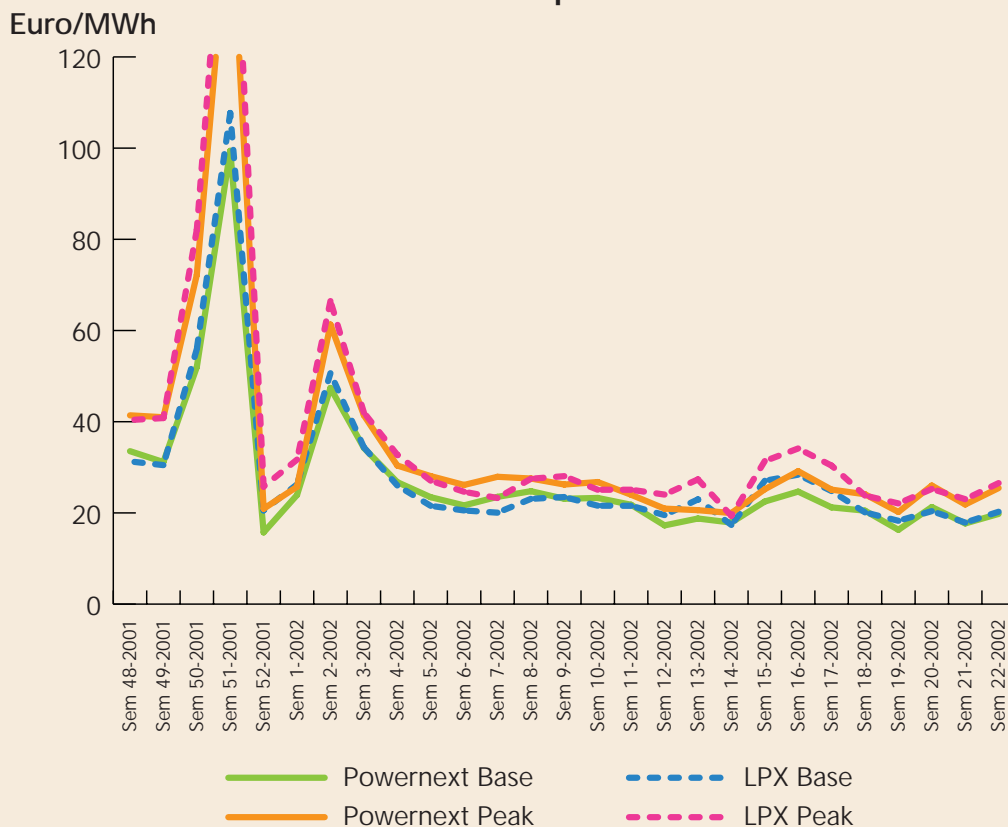
**Powernext produira
une référence de prix
incontestable sur le
marché français.
Les échanges se sont
développés à un
rythme soutenu depuis
le printemps**

18 Volume hebdomadaire traité sur Powernext depuis novembre 2001



Source : Powernext

19 Evolution des prix spot (moyennes hebdomadaires) sur Powernext et LPX depuis novembre 2001



Sources : Powernext et LPX

C. La CRE et le fonctionnement du marché

Destinataire, de même que le CMF, des informations relatives aux transactions réalisées sur Powernext, la CRE participera à la surveillance active de ce marché. Un accord avec le CMF est ainsi en cours d'élaboration afin de définir une méthode et une procédure communes d'analyse de l'information et d'intervention en tant que de besoin.

En ce qui concerne les développements ultérieurs de Powernext, la CRE souhaite que l'accroissement des volumes et leur régularité permettent l'émergence aussi rapide que possible d'un prix de référence sur lequel puissent se fonder des instruments de couverture. L'objectif de 24 GWh par jour pourrait constituer un seuil pertinent pour le lancement de produits dérivés.

A cette fin, elle encourage Powernext à accepter l'adhésion de tous les acteurs autorisés à intervenir dans le cadre de la loi française (voir délibération de la CRE du 6 septembre 2001 sur l'achat pour revente). Devraient ainsi pouvoir adhérer, conformément d'ailleurs aux règles de marché, les acteurs étrangers ainsi que les négociants et les clients éligibles français.

III – L'accès au réseau

1. Tarification et fonctionnement du réseau

A. - La proposition tarifaire de la CRE

Le tarif d'utilisation des réseaux, élément central de l'accès réglementé, est une pièce essentielle de la construction du marché ouvert. Son absence, plus de deux ans après la publication de la loi, est une carence qui pénalise le bon fonctionnement du marché.

Le décret encadrant la compétence tarifaire de la CRE a été publié le 26 avril 2001. Après avoir pris en compte les éléments issus des comptes 2000 d'EDF, la CRE a adressé sa proposition au gouvernement.

Cette proposition reprend l'ensemble des principes rendus publics en 2000 :

- la tarification par point de connexion ;
- la tarification par niveaux de tensions ;
- et la tarification au kWh, dégressive en fonction de la durée d'utilisation.

Elle lui a apporté des compléments portant sur les sujets suivants :

- un timbre d'injection pour les producteurs en THT a été proposé, destiné à couvrir le financement du mécanisme de compensation des transits purs ;
- la tarification des échanges internationaux est précisée : il n'y a pas de tarification additionnelle pour le passage des frontières à l'exportation, comme à l'importation, sauf d'éventuels coûts de congestion qui permettent d'augmenter la capacité d'interconnexion mise à disposition des opérateurs. La proposition a également été conçue pour permettre la mise en application d'un accord européen sur les transits internationaux en cours d'adoption au sein d'ETSO ;
- un choix complémentaire de tarifs à différenciation temporelle a été proposé pour les clients raccordés en HTA et en BT. Ce choix devrait principalement intéresser des clients ayant des durées d'utilisation faibles et concentrées sur des périodes de l'année pendant lesquelles les réseaux sont moins chargés. Il permet d'éviter une solution de continuité avec les tarifs antérieurs ;
- la tarification des prestations de base de comptage a été explicitée notamment afin de faciliter le déploiement de systèmes de comptage modernes et performants permettant, pour les clients intéressés, le pilotage en temps réel de leur consommation et l'exercice des possibilités d'arbitrage entre sources concurrentes d'approvisionnement en énergie électrique.

Transmise début janvier 2002 au gouvernement, cette proposition a été soumise par ses soins au Conseil de la concurrence, puis au Conseil d'Etat. Sa publication pourrait intervenir rapidement.



B. Mécanisme d'ajustement et règlement des écarts

En application de l'article 15 de la loi du 10 février 2000, le gestionnaire du réseau de transport a pour mission d'assurer en temps réel l'équilibre production-consommation, notamment en compensant les déséquilibres constatés par rapport à la consommation effective des utilisateurs et en traitant les congestions qui apparaissent sur le réseau électrique. Il peut ensuite facturer le coût des opérations réalisées aux différents responsables d'équilibre en fonction des déséquilibres constatés sur leurs périmètres de responsabilité.

Fonctionnement actuel

Dans le système verticalement intégré mis en œuvre avant l'entrée en vigueur de la loi du 10 février 2000, la gestion de l'ajustement était traitée de manière globale par EDF et les coûts correspondants inclus dans les charges d'exploitation recouvrées par le moyen de la tarification de l'énergie commercialisée dans le cadre du monopole.

Depuis l'entrée en vigueur de la loi du 10 février 2000, cette gestion est confiée à RTE dans le cadre de ses missions définies à l'article 15. C'est donc RTE qui décide des modifications de programmes des producteurs destinées à assurer le respect des contraintes techniques de fonctionnement du réseau et à assurer en temps réel l'équilibre entre l'offre et la demande. En pratique, pendant l'année 2001, seul le fournisseur EDF a contribué à l'ajustement du réseau français. Depuis le 1er février 2002, la SNET y participe également.

Chaque responsable d'équilibre doit ensuite payer le prix de ses écarts en fonction des déséquilibres physiques constatés dans le périmètre dont il est responsable et que RTE a dû compenser en temps réel par l'appel aux moyens de production disponibles à chaque instant. Actuellement, le règlement des écarts se fait selon un barème établi par RTE de sa propre initiative et annexé aux contrats MADE conclus jusqu'à présent. Ce barème, comme le tarif d'utilisation des réseaux actuellement appliqué dans le cadre des contrats MADE, découle des décisions prises, en février 1999, par EDF pour se conformer aux dispositions de la directive de décembre 1996 d'application directe à cette époque.

Evolutions nécessaires du mécanisme d'ajustement

RTE est l'acheteur unique de l'électricité nécessaire à l'équilibrage. Une partie de celle-ci ne peut techniquement être fournie que par EDF : c'est par contrat que cette partie de l'ajustement sera mise à disposition. C'est donc bien un mécanisme qu'il s'agit de perfectionner et non un marché.

Des incitations appropriées doivent être mises en place pour inciter les responsables d'équilibre à présenter et exécuter des programmes d'appel équilibrés et pour limiter les tentatives d'arbitrage éventuelles entre les différents marchés.

La concurrence doit pouvoir se développer entre fournisseurs pour l'ajustement. Une large palette d'acteurs est envisagée : des producteurs sur le territoire national, des producteurs étrangers à travers les interconnexions, des clients pouvant moduler leur consommation, des distributeurs français et des traders. Ce mécanisme devra contribuer à augmenter la concurrence en France et permettre de dégager un prix économiquement fondé pour la rémunération de l'ajustement.

Ce mécanisme donnera une référence fiable de coût permettant la facturation incitative au maintien de l'équilibre nécessaire à la sûreté de l'exploitation en temps réel du réseau.

Le choix des règles de fonctionnement de ce mécanisme devra permettre d'éviter qu'un acteur dominant puisse abuser de sa position sur le marché pour utiliser le fonctionnement de ce mécanisme à l'appui de sa démarche commerciale de fournisseur d'énergie soumis à la concurrence.

Le mécanisme d'ajustement devra être financièrement équilibré et économiquement efficace, il devra être aussi flexible afin de pouvoir facilement être amélioré en fonction du retour d'expérience.

**L'ajustement est un
facteur clé de la sûreté
d'exploitation du
système électrique**

Importance et difficultés du mécanisme d'ajustement

L'ajustement est un facteur clé de la sûreté d'exploitation du système électrique. Le gestionnaire du réseau de transport doit disposer à tout moment d'une réserve de puissance suffisante pour garantir le bon fonctionnement du réseau. Pour ce faire, du côté de la production, il est important d'encourager l'entrée de nouveaux acteurs et éventuellement, dans un premier moment, de réserver contractuellement une partie des sources d'ajustement. Du côté de la demande, il est nécessaire de limiter les opportunités d'arbitrage des responsables d'équilibre, qui pourraient augmenter artificiellement le besoin d'ajustement et mettre ainsi en danger la sûreté du système, comme cela a notamment pu être constaté en Californie. Le mécanisme d'ajustement doit être restreint à sa seule fonction de compensation d'aléas et les responsables d'équilibre doivent être incités à présenter et exécuter des programmes à l'équilibre.

Compte tenu de l'impact majeur du mécanisme d'ajustement sur la sûreté du réseau électrique et sur les conditions de concurrence en France, la CRE est favorable à la mise en place progressive d'un nouveau mécanisme qui donnera toutes les garanties nécessaires de fonctionnement. RTE proposera à l'approbation de la CRE un projet de mécanisme complet comprenant notamment l'énoncé des règles applicables à l'ensemble des acteurs. Sous réserve de cette approbation, un nouveau mécanisme d'ajustement reposant plus largement sur des règles de marché pourrait être opérationnel sur le réseau de transport français à fin 2002.

2. L'exercice du droit d'accès au réseau par les utilisateurs

A. Evolution des contrats d'accès aux réseaux

La CRE a engagé mi-2001 avec les gestionnaires des réseaux de transport et de distribution une réflexion, en vue de l'évolution de la structure et du contenu des contrats MADE. Une telle évolution peut s'appuyer sur l'expérience des utilisateurs, et l'examen attentif des contrats signés qui sont communiqués à la CRE en application de l'article 23 de la loi du 10 février 2000. Elle doit se traduire par l'établissement d'un nouveau modèle de contrat. Celui-ci aura vocation à s'appliquer de façon coordonnée avec le futur décret relatif au tarif d'accès et d'utilisation des réseaux électriques publics de transport et de distribution.

La réflexion porte notamment sur :

- les conditions de raccordement des utilisateurs, auxquelles les principes d'interopérabilité, d'objectivité et de non-discrimination fixés par l'article 7.2 de la directive 96/92/CE du 19 décembre 1996 s'appliquent ;
- les engagements des gestionnaires des réseaux pour l'accès aux données primaires issues du comptage sur la portée desquels la CRE a déjà eu l'occasion de se prononcer à plusieurs reprises et plus particulièrement dans sa communication du 5 juillet 2001 ;
- la qualité des réseaux sur laquelle la CRE souhaite obtenir des engagements forts des gestionnaires des réseaux ;
- la responsabilité des gestionnaires des réseaux et des utilisateurs qui doit être établie clairement.

Un nouveau modèle de contrat, appelé à se substituer aux actuels contrats MADE, devrait être finalisé à l'automne 2002. Dans cette perspective, la CRE a lancé une consultation des utilisateurs des réseaux électriques publics qui leur permettra d'exprimer librement, d'une part, le bilan de leur propre expérience contractuelle de la mise en œuvre du nouveau cadre institutionnel et, d'autre part, leurs attentes au bout de deux ans d'application de la loi du 10 février 2000. L'abaissement du seuil d'éligibilité, déjà prévu début 2003 en application de la directive européenne de 1996, devra à l'évidence être pris en compte.



B. Les nouveaux engagements en matière de qualité

Les utilisateurs des réseaux publics souhaitent que les engagements pris par EDF dans les contrats Emeraude soient tenus et prolongés par les gestionnaires de ces réseaux.

Le futur service de base inclus dans les nouveaux contrats, comportera des engagements, pour une durée de trois ans, sur les coupures et les perturbations de l'onde électrique. La CRE en a intégré le coût à sa proposition de tarif d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution. Ainsi, le gestionnaire du réseau public de transport s'engagera-t-il sur un seuil de coupures calculé sur la base de l'historique des trois ou quatre dernières années au point de livraison du site. Il s'engagera, en outre, sur un seuil maximal d'une coupure longue (plus de 3 minutes) par an et cinq coupures brèves (entre 1 seconde et 3 minutes) par an, même si l'historique des dernières années est moins bon.

Par ailleurs, des services optionnels et personnalisés pourront être proposés. Ils pourront notamment porter sur des engagements relatifs aux creux de tension adaptés en fonction de l'historique du point de livraison, ou sur la fourniture d'informations personnalisées avec la mise en place d'appareils de mesure spécifiques (qualimètres). Ces services feront également l'objet d'une tarification d'un niveau un peu plus élevé, traduisant les coûts supplémentaires d'une telle gestion contractuelle personnalisée.

Les investissements importants consacrés par EDF à l'amélioration technique du réseau de transport d'électricité ont porté des fruits puisqu'en dix ans, le nombre de coupures a diminué. La CRE constate les progrès déjà réalisés et souhaite que le niveau de qualité du réseau de transport continue de s'améliorer, même si RTE est confronté à la nécessité de prémunir son réseau contre la répétition des tempêtes de décembre 1999 et à celle de renforcer les interconnexions européennes.

La CRE souhaite également que les gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution puissent offrir à leurs utilisateurs des engagements de même nature - de base et personnalisés - au titre des futurs contrats d'accès aux réseaux publics afin que ces utilisateurs ne soient pas affectés par le statut du réseau auquel ils sont raccordés, ce qui serait dénué de fondement.

C. Le comptage

La bonne connaissance, par les utilisateurs de réseaux, des paramètres de leur consommation, nécessaires à l'exercice du droit au libre choix de leurs fournisseurs d'électricité, passe obligatoirement par les dispositifs de comptage.

Ainsi, la collecte de données du comptage électrique décrivant plus finement les courbes de charges et un accès direct à l'information élaborée par le compteur d'énergie électrique de chaque utilisateur deviennent une nécessité aussi bien pour les gestionnaires de réseaux que pour les utilisateurs ou leurs mandataires.

Ces données de comptage, nécessaires à la gestion des contrats et au fonctionnement du marché concurrentiel, sont désormais toutes les informations quantitatives qui servent au gestionnaire de réseau à établir les différentes factures, et permettent à l'utilisateur de les vérifier.

L'insatisfaction des utilisateurs a justifié une première intervention de la CRE pour rappeler aux gestionnaires de réseaux leurs obligations, puis le 5 juillet 2001, dans le cadre d'une communication et d'un cahier des charges, pour demander aux gestionnaires de réseaux de maintenir, au profit des utilisateurs qui le souhaitent, l'accès aux dispositifs permettant la télérelève des informations de comptage, dans l'attente de solutions techniques plus appropriées à la gestion efficace des nouvelles relations contractuelles.

L'évolution de l'accès à la télérelève et les futurs services associés, que pourront prochainement proposer les gestionnaires de réseaux, permettront la mise en œuvre opérationnelle des nouvelles solutions destinées à garantir une qualité d'information satisfaisante pour tous les clients éligibles qui le souhaitent, notamment en vue de mieux maîtriser leur consommation d'énergie.

La CRE reste vigilante à l'égard du comportement des gestionnaires de réseaux. Elle souhaite la présentation rapide de nouvelles solutions, dont la mise en œuvre opérationnelle devra être



généralisée au plus tôt, après vérification de leur pertinence et de leur conformité aux obligations légales et contractuelles des gestionnaires et des utilisateurs de réseaux.

D. Décisions de règlement de différends rendues par la CRE

Au cours du mois de mai 2002, la CRE a rendu, en application de l'article 38 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000, deux décisions de règlement de différends.

a. RTE /RATP :

Le premier différend dont la CRE a été saisie opposait RTE à la Régie Autonome des Transports Parisiens (RATP) et se rapportait aux conditions de regroupement des points de livraison dans le cadre du dispositif contractuel d'accès au réseau public de transport d'électricité.

Dans sa décision, rendue le 2 mai 2002, la CRE a considéré que RTE était fondé à refuser la demande de la RATP tendant à obtenir le regroupement de ses sept points de livraison et a décidé que chaque point de livraison de la RATP devait faire l'objet d'un contrat d'accès au réseau séparé.

La CRE a notamment relevé que RTE n'était pas tenu de procéder au regroupement des points de livraison demandé par la RATP, l'article 18 du cahier des charges de la concession du réseau d'alimentation générale, approuvé par le décret du 23 décembre 1994 et encore applicable à ce jour, lui reconnaissant en l'espèce un pouvoir discrétionnaire, et que son refus n'était pas, en l'état, discriminatoire.

b. DOUNOR / EDF :

La CRE a également été saisie par la société DOUNOR du différend qui l'opposait à EDF, en sa qualité de gestionnaire du réseau public de distribution dans le cadre de l'exécution d'un contrat d'accès au réseau.

Dans sa décision du 30 mai 2002, la CRE a rejeté la demande d'indemnité d'un montant de 15 245 euros hors taxes formée par la société DOUNOR au motif qu'elle n'apportait pas la preuve de la réalité et de l'étendue du préjudice qu'elle prétendait avoir subi lors de la reconstitution et de la vérification de ses courbes de charges à la suite de la défaillance d'un compteur installé par EDF.

Cette demande de règlement de différend a permis à la CRE de préciser l'étendue de la compétence que lui confèrent les dispositions de l'article 38 de la loi n° 2000-108 du 10 février 2000. Contrairement à ce que soutenait EDF dans le cadre de la procédure, la CRE s'est estimée compétente pour connaître toute demande de règlement de différend qui serait lié à l'accès aux réseaux publics ou à leur utilisation. Elle ne la limite donc pas aux seuls cas dans lesquels l'accès ou l'utilisation des réseaux publics seraient refusés à un utilisateur ou auraient été assurés en méconnaissance des principes de transparence et de non discrimination ou des règles de loyauté de la concurrence.

IV. La mise en œuvre de la séparation comptable

La loi du 10 février 2000 oblige les opérateurs intégrés à publier, en annexe de leurs comptes annuels, des comptes dissociés par activité (production, transport, distribution, autres activités). Ces comptes sont élaborés conformément à des principes qui doivent être approuvés par la CRE après avis du Conseil de la concurrence et, eux-mêmes, publiés en annexe des comptes annuels.

Bénéficiant d'un droit d'accès à toutes les informations comptables et financières nécessaires à l'exercice de ses missions de contrôle, la CRE veille à ce que les règles de séparation comptable ne permettent aucune discrimination, subvention croisée ou distorsion de concurrence.

Tandis que la publication des comptes 2001 a permis de sortir des règles transitoires qui avaient régi l'élaboration des comptes 2000 (cf. délibération du 15 février 2001 relative aux principes de séparation comptable), la CRE a pu commencer un travail d'analyse et de compréhension de ces comptes aussi bien à titre rétrospectif (vérification pour validation de l'application des règles de dissociation) que prospectif (modalités de détermination des revenus des activités régulées).

La CRE veille à ce que les règles de séparation comptable ne permettent aucune discrimination, subvention croisée ou distorsion de concurrence

1. 2001 : la dissociation comptable en application

Dans la mesure où les principes de dissociation comptable n'avaient pu être fixés que peu avant l'arrêt des comptes 2000 par les opérateurs, la CRE avait accepté que ces comptes conservent un caractère transitoire ou lacunaire, notamment en ce qui concernait les comptes de résultat et les relations financières entre activités ("protocoles"). Il avait ainsi été toléré que, notamment en l'absence de tarif d'accès aux réseaux, les recettes des activités de transport (pour RTE) et des activités de distribution (pour EDF et les DNN non exemptés de séparation) fussent arrêtées normativement.

Pour sa part, la CNR avait été dispensée d'établir des comptes dissociés en 2000 dans la mesure où elle ne pouvait pas, pour cette année, être considérée comme un producteur de plein exercice.

A. L'approbation des principes

Dès lors que la CRE a fixé elle-même les principes de dissociation comptable par voie réglementaire, par sa délibération du 15 février 2001, l'approbation de ces mêmes principes figurant en annexe des comptes publiés en 2001 n'a pas paru utile. En revanche, elle a été saisie courant janvier par l'ensemble des opérateurs, et notamment par la CNR qui entre dans sa première année de dissociation comptable, de ces mêmes principes enrichis de ceux régissant les relations financières entre activités à partir desquels ont été élaborés les protocoles.

Elle sera en mesure d'approuver définitivement ces principes une fois qu'elle aura reçu l'avis du Conseil de la concurrence saisi de la question, conformément à la procédure prévue à l'article 25 de la loi du 10 février 2000.

B. La conclusion des protocoles

Afin de permettre l'établissement de comptes dissociés 2001 conformes aux principes édictés par la CRE, l'accent a été mis, au cours de cette année, sur l'élaboration et la mise en œuvre des principes régissant les relations financières entre activités. Les services de la CRE ont ainsi, en particulier, suivi les négociations intervenues entre EDF et RTE.

Afin d'accélérer la conclusion de près de 80 protocoles internes à EDF, qui se sont appliqués rétroactivement au 1er janvier 2001, le président de la CRE a été amené à rappeler l'exigence d'application du principe de non discrimination tant pour la détermination du chiffre d'affaires de RTE (par application, en l'absence de tarif publié, du barème transitoire) que pour la valorisation de certaines prestations (services systèmes par exemple).

C'est sur ce fondement que les comptes dissociés 2001 ont été élaborés, permettant à RTE de maîtriser intégralement le processus d'élaboration de ses comptes. De même, l'établissement des comptes de résultat, à partir des bilans arrêtés à la fin du premier exercice de dissociation, a permis de dégager des soldes intermédiaires de gestion pour les différentes activités dissociées, même si la distribution souffre de ne pas encore disposer d'un tarif d'accès au réseau, ce qui contraint à arrêter normativement ses recettes (couverture des charges avec un taux normé de rentabilité des capitaux engagés). Enfin, à la demande de la CRE, EDF, pour faciliter la lecture du passage des comptes sociaux aux comptes dissociés, a commenté les éventuels écarts.

2. L'audit des comptes séparés d'EDF

La dissociation comptable permet de répondre à deux objectifs principaux. Elle est garante de l'absence de discrimination, de subventions croisées et de distorsions de concurrence. Elle constitue un préalable à la détermination du niveau des charges que les tarifs doivent couvrir. Pour l'un comme pour l'autre, la CRE a besoin de vérifier la bonne application des principes de dissociation qu'elle approuve. A cette fin, elle dispose d'un droit d'accès à la comptabilité ainsi qu'à toutes informations économiques, financières et sociales nécessaires à l'exercice de ses missions.

Comme il avait été indiqué dans son précédent rapport d'activité, la CRE a demandé à ses services de procéder, à partir d'octobre 2001, à une vérification de la bonne application par EDF des principes de séparation comptable pour l'élaboration des comptes 2000.

A. Une clarification du cadre juridique du contrôle

La CRE dispose de plusieurs procédures pour réaliser un contrôle des opérateurs.

Ainsi, le premier alinéa de l'article 33 de la loi du 10 février 2000 lui confère le droit de "recueillir toutes les informations nécessaires à l'accomplissement de ses missions", tandis que l'article 27 prévoit un "droit d'accès à la comptabilité et aux informations économiques, financières et sociales utiles à l'exercice de ses missions de contrôle". Ces dispositions se combinent avec celles de l'article 40 qui prévoit des sanctions en cas de manquement aux obligations de communication de documents et informations, prévues notamment à l'article 33, et à l'obligation de donner accès à la comptabilité et aux autres informations prévues à l'article 27.

Par ailleurs le I de l'article 33 prévoit une procédure d'enquête. L'article 34 pour sa part régit la procédure de saisie, dans le cadre d'enquêtes, sur autorisation judiciaire.

Afin de procéder au contrôle de la bonne application des règles de dissociation comptable, telles qu'elles ont été arrêtées par la délibération du 15 février 2001, la CRE n'a pas souhaité se placer dans le cadre du droit d'enquête, mais dans celui plus général dans son objet et moins contraignant dans sa forme, du 1er alinéa de l'article 33.

B. Cibles et déroulement de l'audit

Pour son premier exercice de contrôle, la CRE a souhaité porter ses investigations dans deux domaines prioritaires pour la mise en place des conditions de l'ouverture du marché. Il a ainsi été précisé à EDF que l'audit des comptes dissociés aurait deux objectifs principaux : vérifier la bonne application des principes de dissociation, notamment pour l'établissement des bilans d'ouverture, d'une part, et approcher le niveau des charges que doit couvrir le tarif d'accès aux réseaux que propose la CRE au gouvernement, d'autre part.

A cette fin, il s'est tout d'abord agi d'établir un diagnostic des systèmes d'information ayant servi à l'établissement des comptes dissociés. En second lieu, l'audit comptable et financier s'attache en particulier à la revue du périmètre des activités, à l'examen critique de la consistance et de la répartition entre activités des postes bilantiels (immobilisations, provisions, dettes...) et à l'audit des modalités d'imputation des charges réparties à la clé (charges des structures centrales et entités prestataires par exemple...).

Pour les assister dans la réalisation de cet audit, les services de la CRE ont fait appel à un conseil spécialisé après une procédure publique d'appel d'offres européen qui leur a permis de sélectionner le cabinet Salustro.

Le contrôle s'effectue par le recueil et l'analyse de l'ensemble des informations nécessaires. Des réunions et des échanges oraux ont pour objet de faciliter la compréhension des documents et de confronter les analyses de la CRE avec celles des services comptables et financiers d'EDF.

En raison des difficultés rencontrées pour obtenir des informations, et de la contestation par EDF de la légitimité de l'intervention d'un conseil extérieur, la procédure de contrôle ne s'est mise en place que très progressivement. De manière à ce que le contrôle en cours réponde en profondeur aux objectifs fixés et que les observations qui seront formulées à la fin du contrôle puissent faire l'objet des observations d'EDF, il a été décidé de prolonger les investigations par rapport au calendrier initial.

A l'automne, la CRE communiquera à EDF ses conclusions. Elle rendra ensuite public un rapport relatif à ses travaux de contrôle.

C. Perspectives de travail

Parallèlement à leurs travaux d'audit sur les comptes 2000, la CRE poursuit des discussions avec les opérateurs sur les éventuelles difficultés rencontrées dans l'application des règles de dissociation comme sur le niveau des charges de la distribution et du transport qu'il sera pertinent de retenir dans le cadre d'un prochain exercice tarifaire.

De même, une approche commune sur les indicateurs de suivi et de performance des activités est en cours d'élaboration afin d'établir un cadre de régulation qui puisse être pluriannuel.

**A l'automne, la CRE
communiquera à EDF
ses conclusions.
Elle rendra ensuite
public un rapport
relatif à ses travaux
de contrôle**

V . Le service public de la production

1. La politique de soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération

A. Les mécanismes de soutien

Depuis juin 2001, la CRE a donné au gouvernement onze avis concernant des tarifs pris en application des dispositions sur les obligations d'achat en faveur de la cogénération et des énergies renouvelables.

Pour chacun de ses onze avis, la CRE s'est essentiellement efforcée de mener une analyse du tarif proposé par rapport à la somme des coûts et des externalités évités (puisque la réglementation en vigueur prévoit que les tarifs soient égaux à cette somme), puis d'examiner quelles seraient les conséquences prévisibles de l'application du tarif en termes de surcoûts pour l'ensemble des consommateurs d'électricité français.

Avec cette grille d'analyse, six des avis émis ont été favorables, un réservé et quatre défavorables. Les quatre avis défavorables (éolien, cogénération, photovoltaïque et installations de moins de 36 kVA) portent sur les tarifs dont le niveau de prix est très supérieur à la somme des coûts et externalités évités. Plusieurs tarifs, notamment le tarif éolien, risquent, si les volumes prévus par la programmation pluriannuelle des investissements se réalisent d'ici 2010, de se traduire par des conséquences lourdes sur la facture l'électricité des consommateurs en France.

20 Récapitulation chronologique des avis de la CRE

Filière	Tarif moyen (€/MWh)	Avis CRE	Date saisine CRE	Date avis CRE	Date de publication JO	Coût prévisible du financement des objectifs de développement par filières en 2010 (M€) ⁽¹⁾
Hydraulique	58-64	réservé	18-mai-2001	05-juin-01	21-nov-01	100-210
UIOM	46-49	favorable	18-mai-2001	05-juin-01	21-nov-01	25-90
Farines animales	46-49	favorable	19-juin-2001	19-juil-01	14-mars-02	5-10
Biogaz décharge	48-60	favorable	19-juin-001	21-juin-01	21-nov-01	20-90
Eolien	60-80	défavorable	28-mai-2001	05-juin-01	22-juin-01	600 ⁽²⁾
Cogénération	60-85	défavorable	11-juil-2001	12-juil-01	31-août-01	100-350
Moins de 36 kVA	68-95	défavorable	24-sept-2001	18-oct-01	14-mars-02	n.c.
Photovoltaïque	152,5 - 305	défavorable	03-déc-2001	20-déc-01	14-mars-02	0-30
Géothermie	76-79	favorable	06-fév-2002	14-févr-02	07-avr-02	5-40
Biomasse	49-61	favorable	27-mars-/2002	04-avr-02	5-mai-02	60-210
Méthanisation	46-58	favorable	27-mars-2002	04-avr-02	5-mai-02	n.s.

(1) Selon les hypothèses quantitatives du projet d'arrêt PPI.

Source : CRE

(2) Ne prend en compte que l'éolien on-shore. Le projet de PPI évoque 1500 à 4000 MW d'éolien off-shore supplémentaire (soit un surcoût supplémentaire de l'ordre de 300 à 800 M€)

Plus de deux ans après la parution de la loi du 10 février 2000, le mécanisme d'appels d'offres prévu par son article 8 n'est toujours pas opérationnel, en l'absence de décret d'application de cet article et de la programmation pluriannuelle des investissements (PPI) prévue par la loi. Le gouvernement n'est ainsi toujours pas en mesure de décider du lancement des appels d'offres, pourtant nécessaires au développement de certaines filières prévues dans le projet de PPI, comme les éoliennes off-shore.

La CRE regrette enfin que la France ne s'implique pas davantage dans la conception et l'expérimentation d'un marché de certificats verts, alors que la plupart des observateurs internationaux s'accordent pour dire que ce type de mécanisme constitue probablement la solution d'avenir en matière de soutien aux énergies nouvelles. Il est davantage compatible avec un marché européen unique de l'électricité et économiquement plus efficace que des tarifs administrés.



B. Le cas des Entreprises Locales de Distribution (ELD)

La loi du 10 février 2000 a rendu applicable aux DNN, dans les mêmes conditions que pour EDF, le système de l'obligation d'achat. Il se révèle que l'application de ce mécanisme à ces entreprises locales pose un certain nombre de difficultés :

- l'obligation d'achat qui pèse sur un DNN n'est pas limitée en quantité. Dans les cas où, à un instant donné, la production relevant de l'obligation d'achat excède la consommation non éligible sur le réseau de distribution, il semble que dans l'état actuel de la réglementation, l'entreprise locale reste dans l'obligation de continuer à acheter cette production, alors qu'elle est dans l'impossibilité de la valoriser (elle n'est pas autorisée à la vendre sur les marchés). Dans un tel cas, l'électricité doit être refoulée sur le réseau amont (EDF ou RTE), sans pour autant être payée à l'entreprise locale. Dans le même temps, le Fonds du Service Public de la Production d'Electricité (FSPPE) ne peut compenser l'entreprise locale que par rapport au tarif de cession de l'électricité (alors que cette électricité ne lui a généré aucune recette ou économisé aucun achat) ;
- à court terme, la mise en place du FSPPE se traduit, pour toutes les entreprises locales de distribution, par une charge supplémentaire de 1,48 €/MWh (égale à la différence entre la contribution de 3 € du FSPPE et l'économie de 1,52 € résultant de la mise à jour du barème provisoire élaboré par EDF). Tant que le gouvernement n'aura pas décidé d'augmenter le tarif aux clients non éligibles pour prendre en compte cette situation, le poids de cette charge supplémentaire devra donc être supporté par la trésorerie de ces entreprises.

La CRE estime donc que ces difficultés devraient être rapidement traitées, ce qui, pour la première, nécessite sans doute une modification de la réglementation en vigueur, voire de la loi elle-même.

C. Le raccordement des producteurs

À la suite de la publication des tarifs de rachat de l'électricité d'origine renouvelable, les gestionnaires de réseaux (essentiellement RTE et la DEGS) ont reçu un nombre extrêmement important de demandes de raccordement au réseau, de la part de la filière éolienne. En janvier 2002, près de 2000 projets représentant plus de 21 000 MW avaient déposé une demande de raccordement, dont plus de 1700 parcs éoliens (pour une puissance cumulée de plus de 17 000 MW).

Dans leur état actuel, les réseaux ne sont pas capables d'accueillir une telle capacité de production, d'autant moins qu'un certain nombre de projets sont situés dans des zones peu peuplées et où le réseau n'est pas particulièrement développé. Cela signifie que les gestionnaires de réseaux doivent parfois prévoir des renforcements (nouveaux transformateurs, nouvelles lignes...) pour pouvoir accueillir ces unités de production, ce qui nécessite à la fois du temps (procédures administratives entre autres) et de l'argent. On peut noter qu'il faudra très vraisemblablement renforcer le réseau en 225 kV.

Devant cette situation, il a donc été nécessaire de mettre en place des files d'attente des projets de production décentralisée (raccordement à une tension inférieure à 100 kV) et des règles de gestion de ces files. Des comportements spéculatifs avaient par exemple fait leur apparition, des demandeurs prenant une place dans la file d'attente, sans projet sérieux, et proposant ensuite de revendre cette place à un vrai porteur de projet de production électrique. Les gestionnaires de réseaux ont travaillé avec les professionnels concernés, à la demande de la CRE, pour mettre au point une procédure, validée par une communication de la CRE du 19 juillet 2001.

Cette procédure se fonde sur le principe "premier arrivé - premier servi" et impose aux producteurs de fournir des informations techniques et des pièces administratives, à l'appui de leur demande de raccordement, afin de permettre l'accès au réseau des projets les plus avancés (étude d'impact réalisée, en particulier). En l'absence de ces pièces, le projet est retiré de la file d'attente. La procédure, mise en place en septembre 2001, laisse jusqu'au 1er septembre 2002 pour fournir lesdites pièces et on peut donc s'attendre à des modifications des listes d'attente à cette date.

En matière de coût du raccordement, en l'absence de la publication par le gouvernement du décret fixant le tarif d'utilisation des réseaux en application de la proposition de la CRE, le système antérieur de "deep cost" reste en vigueur : les producteurs sont tenus de payer l'intégralité des

coûts du raccordement, y compris les coûts de renforcement des réseaux en amont lorsque cela est nécessaire. Ils détiennent toutefois un droit de suite leur permettant d'obtenir un remboursement si d'autres utilisateurs bénéficient ultérieurement des renforcements qu'ils ont intégralement financés. Cela explique qu'un certain nombre de producteurs reçoivent des estimations de coûts élevés, car l'afflux de projets nécessite des renforcements parfois considérables.

Une activité importante des services de la CRE consiste à résoudre les difficultés qu'ont pu rencontrer des producteurs face à certaines réponses des gestionnaires de réseaux. En six mois, une vingtaine de plaintes d'ordre divers ont été reçues, elles ont pu en général être réglées à l'amiable. Aucune demande de règlement de différend n'a été enregistrée sur ce sujet pour l'instant.

Au cours de l'année 2002, on peut attendre quelques évolutions :

- en ce qui concerne les files d'attente, il est apparu nécessaire de tenir compte de la production dite centralisée (raccordement supérieur à 100 kV), car le nombre de projets décentralisés est tel que l'on ne peut plus considérer que les deux catégories sont indépendantes. A l'autre bout du spectre, des installations de très petite puissance, se raccordant en basse tension, pourraient faire l'objet d'un traitement à part, qui leur permette d'être satisfaites plus rapidement. Enfin, la procédure n'est pas adaptée pour certains projets ayant des caractéristiques particulières (off shore, où la demande de permis de construire intervient tard dans la procédure). La CRE a demandé des propositions aux gestionnaires de réseaux sur ces points ;
- en ce qui concerne les coûts de raccordement, la publication par le gouvernement du tarif proposé par la CRE entrainera la fin du système de "deep cost", et donc une baisse de ces coûts, pour beaucoup de projets. Toutefois, il convient de souligner que le transfert d'une partie des coûts aux gestionnaires de réseaux ne résoudra pas le problème des files d'attente, dans la mesure où un certain nombre de travaux de renforcement sont particulièrement longs à réaliser, surtout lorsqu'ils nécessitent l'obtention d'une déclaration d'utilité publique.

2. Le financement du service public de la production d'électricité

A. La mise en place du FSPPE

Prévu par l'article 5 de la loi du 10 février 2000, le FSPPE, permettant d'isoler les charges de service public de la production, a été mis en place à la fin de l'année 2001, par le décret du 6 décembre 2001. Il est destiné à financer les surcoûts résultant des politiques de soutien à la cogénération et aux énergies renouvelables, ainsi que les surcoûts de production dans les départements d'outre-mer et en Corse.

EDF et les distributeurs non nationalisés supportent la charge de ces politiques (achat des énergies nouvelles, péréquation tarifaire), la compensation de ces charges étant assurée par le FSPPE.

Le fonds est financé par un prélèvement opéré sur les fournisseurs français, les autoproducteurs et les consommateurs d'électricité achetant leur électricité à un fournisseur installé à l'étranger.

La loi prévoit que la CRE évalue et propose le montant total des charges à compenser, ainsi que le montant de la contribution par kWh qui porte sur chacun des 430 milliards de kilowattheures consommés en France. Ces montants sont ensuite arrêtés par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie. Le fonds est géré par la Caisse des Dépôts et Consignations.

Le décret du 6 décembre 2001 précise que le FSPPE devient opérationnel à compter du 1er janvier 2002. Il prévoit une déclaration spontanée de chaque contributeur concerné, accompagnée de deux versements annuels. Ainsi, les contributions au titre de 2002 devront être versées, en juillet 2002 et janvier 2003, par les fournisseurs français qui vendent à des clients finals installés en France, les autoproducteurs et par les clients finals achetant leur électricité à un fournisseur installé à l'étranger. Des opérations de régularisation se dérouleront en 2003, en fonction des charges effectivement constatées, sur la base d'une comptabilité appropriée tenue par les opérateurs qui les supportent.

La CRE évalue et propose le montant total des charges à compenser

Des travaux sont actuellement menés afin d'élaborer, puis de signer la convention prévue entre les ministres chargés de l'économie et de l'énergie, la CRE et la Caisse des Dépôts et portant sur les modalités de gestion du fonds. Le comité de trois membres, chargé du contrôle de la gestion du FSPPE par la Caisse des Dépôts, est également en cours de désignation (ce comité, présidé par un magistrat de la Cour des comptes désigné par le premier président de la Cour des comptes, comprend également un membre de la Commission de régulation de l'électricité et un membre du Conseil économique et social, désignés chacun par leur président).

B. Estimation pour 2002

Pour l'exercice 2002, le décret du 6 décembre 2001 prévoyait que le montant prévisionnel du fonds et des contributions serait arrêté par le ministre avant le 31 décembre 2001, sur proposition de la CRE. Compte tenu de la date de parution tardive du décret, celle-ci n'a donc disposé que de quelques jours pour calculer les charges et n'a pu faire un choix définitif de méthode (une consultation publique lancée sur ce thème fin 2001 était alors en cours de dépouillement). Elle s'est efforcée, dans sa proposition, de respecter en premier lieu les principes d'objectivité, de simplicité et de transparence.

La CRE a évalué de façon prudente le montant des charges supportées par EDF en Corse et dans les DOM à 376 millions € (soit 710 millions € de coûts de production, diminués des 334 millions € de recettes).

Concernant les obligations d'achat, les surcoûts ont été évalués à 923 millions € pour EDF (soit 1 433 millions € versés aux producteurs bénéficiaires des obligations d'achat, alors que les coûts évités à EDF sont évalués à 510 millions € ; ces coûts évités correspondent aux coûts, pour EDF, si elle avait dû produire ou acheter les mêmes quantités d'électricité). Pour les distributeurs non nationalisés, ces surcoûts ont été évalués à 7 millions €.

Le montant prévisionnel des charges à compenser s'élève donc à 1 306 millions €, ce qui correspond à une contribution unitaire de 3 €/MWh identique pour tous les MWh consommés en France. Cette proposition de la CRE a fait l'objet de l'arrêté ministériel du 25 janvier 2002, paru au Journal Officiel du 9 février 2002.

L'entrée en vigueur du FSPPE a entraîné une diminution simultanée du barème provisoire d'accès aux réseaux établi par EDF en 1999, qui comprenait une part de 1,52 €/MWh destinée à couvrir les charges du service public. Elle s'est donc traduite, au total, par une hausse d'environ 1,5 €/MWh du prix de l'électricité pour les clients éligibles, soit jusqu'à 5% de leur facture globale. Les clients non éligibles ne sont pas directement concernés ; l'augmentation des charges de service public fait partie des éléments que le gouvernement devra intégrer lors des prochains mouvements tarifaires qu'il arrêtera.

C. La méthode de calcul

Les montants en cause font que le mode de calcul des charges du service public de la production représente un enjeu important, notamment pour les acteurs appelés à contribuer ou à être compensés de ces coûts.

En ce qui concerne les surcoûts dans les zones non interconnectées, une grande partie des incertitudes potentielles provient du niveau des charges à retenir, et sera donc traitée dans le cadre de l'analyse détaillée, par la CRE, des informations retracées dans la comptabilité appropriée que les opérateurs doivent tenir. Afin de faciliter cette analyse, la CRE va engager une analyse comparative des coûts de production électrique de zones insulaires étrangères aux caractéristiques voisines de celles des zones non interconnectées (ZNI) françaises. Ces travaux devraient permettre à la CRE d'apprécier le niveau des charges supportées. Elle se réserve la possibilité de ne pas les retenir en totalité, s'il s'avérait qu'une partie d'entre-elles était imputable à une mauvaise gestion de la part d'EDF, qu'il s'agisse du parc de production, des réseaux ou du système électrique insulaire.

En revanche, pour les surcoûts résultant des obligations d'achat, l'incertitude principale porte sur le mode de calcul des coûts évités, qui servent de référence pour la compensation, puisque ce calcul nécessite de faire des hypothèses sur ce qu'auraient été les comptes d'EDF et des DNN si l'obligation d'achat n'avait pas existé. En effet, un coût évité est une charge que l'obligation d'achat



évite à EDF de supporter. Calculer les coûts évités nécessite donc de répondre à la question de ce que serait le comportement d'EDF si l'obligation d'achat n'existait pas. Compte tenu de la difficulté de cet exercice, la CRE a procédé, du 22 octobre au 3 décembre 2001, à une consultation publique sur les méthodes de calcul des coûts évités.

La variété des réponses obtenues illustre bien la diversité des méthodes possibles, reflétant sans doute également les intérêts divergents des différents acteurs au regard du résultat final. Elle ne rend que plus justifiée la volonté du législateur de confier ce calcul à un acteur indépendant de l'ensemble des parties et guidé par le souci de ne pas perturber le jeu de la concurrence.

A la lumière des réponses recueillies lors de cette consultation publique, la CRE envisage (communication du 16 mai 2002) de retenir une méthode de calcul fondée sur le recours aux prix de marché.

En effet, sous la seule condition qu'EDF se comporte comme un acteur économique rationnel, il apparaît que les deux principales méthodes possibles (prix de marché ou coûts marginaux du parc de production d'EDF) donnent des résultats théoriques voisins, mais que la méthode des prix de marché possède des avantages pratiques incontestables, en matière notamment de simplicité et de transparence, dans un contexte où il existe aujourd'hui des indices fiables et convergents des prix des marchés de gros de l'électricité sur la plaque continentale.

D. La comptabilité appropriée

La réglementation prévoit que les opérateurs qui supportent les charges du service public de la production tiennent une comptabilité appropriée, contrôlée à leur frais par un organisme indépendant agréé par la CRE, les agents de cette dernière disposant par ailleurs de l'accès à cette comptabilité.

La CRE a adopté le 30 mai 2002, une communication précisant les conditions d'agrément des organismes chargés du contrôle de cette comptabilité, assortie de recommandations sur le contenu de celle-ci. Cette comptabilité et les mécanismes de contrôle qui sont prévus sont en effet un élément essentiel de la crédibilité du calcul des charges du service public. Ainsi, cette comptabilité (qui n'était pas disponible fin 2001, pour la prévision de charges 2002, compte tenu du calendrier) devrait se révéler extrêmement précieuse pour apprécier les charges effectives à retenir lors des opérations de régularisation de l'exercice 2002, en juin 2003.

E. Le mécanisme de recouvrement et sa nécessaire évolution

Le mécanisme de recouvrement des contributions au FSPPE, prévu par la loi du 10 février 2000 et son décret d'application, repose sur un système déclaratif lourd et complexe, sans que les pouvoirs publics disposent de moyens de contrôle simples et fiables de ces déclarations.

En effet, pour déterminer si l'électricité, objet d'une transaction, entre dans l'assiette du FSPPE, il est nécessaire de savoir si celle-ci est destinée à l'usage final par l'acheteur (dans ce cas la contribution au FSPPE est due) ou destinée à être distribuée ou revendue (dans ce cas elle n'est pas due). Pour déterminer qui, du vendeur ou de l'acheteur, est redevable, il est nécessaire de connaître le lieu d'implantation du vendeur (si le vendeur est installé à l'étranger, l'acheteur est redevable, dans le cas contraire, c'est le vendeur qui est redevable). Quand on sait par ailleurs que, dans le domaine de l'électricité, les flux physiques sont totalement distincts des flux commerciaux (et en pratique non connus transaction par transaction), on comprend les difficultés d'application d'un tel système.

En outre, le caractère déclaratif du mécanisme fait peser un fort risque de non-déclaration ou de déclarations erronées, en particulier de la part des acteurs les moins au fait des subtilités du système électrique et de sa réglementation. Consciente de cette difficulté, la CRE a entrepris, dès décembre 2001, au travers de courriers adressés aux intéressés, de pages publiées sur son site web et d'actions de communication, de sensibiliser les contributeurs potentiels au FSPPE sur leurs nouvelles obligations. Cette situation va également obliger la CRE à mettre en place un mécanisme lourd de vérification pour rechercher, dès août 2002, les déclarations manquantes ou erronées, à travers divers recoupements d'informations à sa disposition. Toutefois, l'ampleur de la tâche et la complexité du système laissent redouter que tous ces efforts ne permettent pas de contrecarrer une certaine évasion. Ce problème, déjà évoqué lors du rapport annuel 2001, et sur lequel la CRE a déjà attiré l'attention du ministre chargé de l'énergie, va malheureusement s'aggraver

Une modification de la loi permettrait de mettre en place un mécanisme plus simple et efficace

rapidement avec l'abaissement du seuil de l'éligibilité et l'ouverture croissante du marché. Dès février 2003 (pour le seuil de 9 GWh) mais encore plus en 2004, si l'éligibilité est accordée à tous les consommateurs professionnels, le nombre de clients achetant leur électricité à des fournisseurs installés à l'étranger ne permettra plus de gérer correctement le recouvrement du FSPPE et d'assurer ainsi le financement équitable du service public de production.

Une modification de la loi permettrait de mettre en place un mécanisme plus simple et efficace. Un tel mécanisme pourrait reposer sur un prélèvement principalement opéré par les gestionnaires des réseaux publics, en complément de la perception des coûts d'utilisation des réseaux, au vu de la consommation physique de chaque consommateur. Comme elle l'a déjà fait savoir l'an dernier, la CRE appelle de ses vœux une telle modification, dont la nécessité se confirme avec la mise en place effective du FSPPE et dont l'urgence se fait encore plus sentir du fait de l'accélération de l'ouverture du marché.

F. Le coût du service public de la production d'électricité

En 2002, l'estimation des charges du service public de 1306 Millions € se décompose en :

- 376 millions € pour les zones non interconnectées
- 740 millions € pour la cogénération
- 100 millions € pour la petite hydroélectricité
- 18 millions € pour les installations dispatchables
- 72 millions € pour les autres contrats d'achat (éolien, incinération de déchets, autres filières renouvelables).

L'ensemble de ces charges représente environ 3 € pour chaque MWh consommé en France, soit environ 3% de la facture globale d'un particulier, et de l'ordre de 10 % de la facture d'un grand client industriel.

Ces charges sont amenées à croître dans les années à venir du fait du développement de la consommation d'électricité dans les zones non interconnectées (de l'ordre de 5% par an) et de la politique de développement de la cogénération et des énergies renouvelables suivie par le gouvernement. A partir des fourchettes d'objectifs fixées dans le projet de PPI et des tarifs d'achat décidés, ainsi que des prévisions de consommation dans les ZNI, on peut estimer qu'à l'horizon 2010, le coût du service public de production devrait se situer entre 2500 et 3800 millions € (dont 550 millions € pour les ZNI). A un tel niveau de charges, le prélèvement sur chaque MWh consommé en France devrait alors être compris entre 5 et 7,5 €, représentant, à cette échéance, jusqu'à 8% de la facture moyenne d'électricité d'un particulier et 25% de la facture d'un gros industriel (avec le niveau de prix actuel de l'électricité).

Comme elle a déjà eu l'occasion de le faire à plusieurs reprises, et alors que ses craintes ne cessent de se confirmer au fur et à mesure que les incertitudes se réduisent, la CRE souhaite attirer de nouveau l'attention des pouvoirs publics et des consommateurs d'électricité sur l'importance de ces montants.

Compte tenu des enjeux, il semble utile que ces données objectives soient portées à la connaissance de tous. A ce titre, il paraît souhaitable que les consommateurs soient en mesure, grâce à une facturation détaillée, de bien distinguer, d'une part, le prix de la fourniture et de l'acheminement de l'électricité, qui sont les reflets des conséquences de l'ouverture, et, d'autre part, le coût de la mise en œuvre du service public. Ainsi, évitera-t-on de susciter la confusion qui pourrait naître du fait que la baisse des prix résultant de l'ouverture pourra être inférieure à la hausse du coût du service public.

Au-delà de ces questions d'information, une véritable réflexion paraît devoir être menée sur l'optimisation, à objectifs constants, de la politique de service public de la production. Ainsi, il paraîtrait souhaitable de faire baisser les coûts de la production dans les ZNI (et donc les surcoûts correspondants) par l'introduction d'une certaine concurrence entre producteurs, en ayant recours à des appels d'offres pour sélectionner les nouveaux moyens de production à construire dans ces zones. Le soutien au développement de filières de production non compétitives au moyen de prix d'achat administrés est probablement le moyen le plus coûteux de conduire une telle politique. Le recours à des mécanismes de marché, comme les appels d'offres ou les marchés de certificats verts, permettrait d'atteindre les mêmes objectifs à un coût moindre pour la collectivité et devraient, de ce fait, être privilégiés.





Hall d'accueil de la CRE

Le fonctionnement de la CRE

I. Les moyens de la CRE

1. Moyens budgétaires

Les moyens financiers de la CRE sont inscrits en totalité au budget de l'Etat .

La loi de finances pour 2000 ayant été adoptée fin 1999, avant la création de la CRE, le budget propre de la CRE en 2000 ne disposait que de crédits destinés à assurer ses frais de fonctionnement pour un montant de 4,5 M€. En effet, les emplois et la masse salariale correspondante ont été mis à sa disposition par les ministres par prélèvement, en gestion, sur les crédits du ministère de l'économie, des finances et de l'industrie. Au cours de cette année, les conditions d'installation provisoires et progressives de la CRE se sont avérées peu coûteuses et ont occasionné un report de crédits en 2001 exceptionnellement élevé de 3,9 M€.

Ce n'est qu'en 2001, un an après sa constitution, que la CRE a été dotée d'un budget de 9,1 M€ soit 4,5M€ de masse salariale pour 80 emplois et 4,5M€ pour le fonctionnement, auxquels se sont ajoutés les crédits non utilisés en 2000 pour totaliser un budget global de 13,12 M€.

En 2001, la CRE aura enfin disposé des moyens nécessaires à son fonctionnement, qu'il s'agisse de l'installation dans ses locaux définitifs, des équipements mobiliers, des moyens informatiques adaptés, des outils documentaires et des prestations d'études et d'audit nécessaires à son expertise et indispensables à l'exercice de ses missions tels que, à titre d'exemple, l'audit des comptes séparés d'EDF engagé en 2001.

21	Emplois		Masse salariale (M€)	Fonctionnement (M€)	Budget total (M€)
	Emplois budgétaires	Effectifs réels			
Loi de finances					
2000 ⁽¹⁾	55	39	3	4,57	7,57
2001 ⁽¹⁾	80	71	4,57	4,57	9,14
2002 ⁽¹⁾	80	80	4,99	5,56	10,55
Prévisions 2003 ⁽²⁾	125	-	8,22	7,13	15,35

(1) Régulation de l'électricité

Source : CRE

(2) Régulation de l'électricité et du gaz

En 2002, les crédits globaux disponibles, compte tenu des crédits non utilisés en 2001, sont sensiblement de même niveau (13,19 M€) pour un effectif stagnant de 80 emplois. Si ce niveau découlait pour partie de la décision du gouvernement de différer l'adoption de la loi relative à l'ouverture du marché gazier, reportant par voie de conséquence l'attribution des emplois nécessaires à la régulation de ce secteur, celui-ci est néanmoins incompatible avec le développement de la CRE . La masse salariale accordée a fait l'objet d'une revalorisation partielle pour tenir compte imparfaitement du coût des recrutements réellement effectués et la grille des emplois a été ré-échelonnée afin de permettre à la CRE de recruter les compétences nécessaires à l'exercice de ses missions. En 2002, les crédits de personnel sont de 4,99 M€, le budget de fonctionnement s'élève, quant à lui, à 5,5 M€.

En 2002, les crédits globaux disponibles, sont sensiblement de même niveau (13,19 M€) pour un effectif de 80 emplois

Pour 2003, la CRE maintiendra les demandes qu'elle avait formulées en 2000, 2001 et 2002, en conformité avec les conclusions des deux rapports que le président de la CRE avait remis aux ministres, à leur demande, et qui n'ont jamais été contestés. Ces rapports estimaient, sur la base d'une analyse détaillée des fonctions du régulateur et d'une analyse comparative des régulateurs étrangers, que les effectifs de la CRE (chargée du gaz et de l'électricité) devraient être de 150 emplois, assortis des moyens de fonctionnement adéquats.

Dans ce cadre, pour tenir compte du calendrier de l'ouverture des marchés, spécialement de celui du gaz, mais aussi pour assumer pleinement les missions prévues par la loi électrique dans un contexte d'élargissement de l'ouverture de ce marché, la demande pour 2003 sera de 125 emplois.

Il est devenu impératif de doter la CRE des effectifs nécessaires à l'accomplissement de ses missions. A défaut, l'exercice de ses compétences actuelles et de celles dont elle sera dotée par la transposition des directives, notamment de la directive gaz de 1998, serait rapidement compromis.

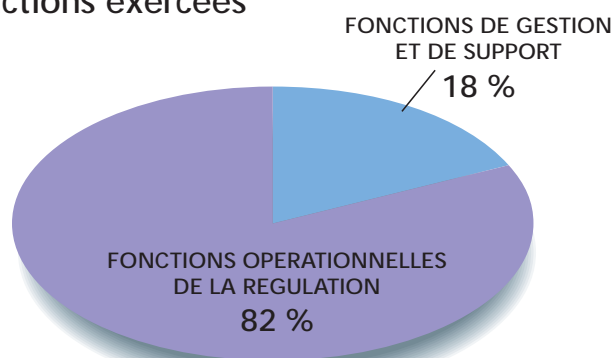
La CRE ne dispose d'aucune recette propre à ce jour. Deux décrets, relatifs à la rémunération de certains services rendus et à l'autorisation de leur rattachement par voie de fonds de concours au budget de la CRE dès 2002, devraient lui permettre de percevoir les rémunérations provenant de diverses actions. Représentant une part modeste du budget, elles concernent le domaine de la communication : la vente de publications, le produit de la participation à des colloques organisés par la CRE ou la rémunération de prestations d'expertises.

2. Le personnel

La CRE a un effectif réel qui atteint 80 agents en 2002, soit exactement sa dotation budgétaire.

Hors commissaires, l'effectif de la CRE comprend 35% de femmes et de 65% d'hommes ; la moyenne d'âge de l'ensemble des personnels est de 39 ans.

22 Répartition des effectifs par fonctions exercées



Source : CRE

Au 1er juillet 2002, un tiers des emplois est occupé par des fonctionnaires détachés provenant de divers corps, tels que les corps techniques de l'Etat (Armement, Mines, Ponts et chaussées, Télécoms...) ou les grandes administrations (administrateurs civils, juridictions administratives, administration financière...). Les autres emplois sont occupés par des personnels contractuels qui proviennent d'horizons très divers dont une majorité des secteurs industriels de l'énergie. Les cadres constituent la majorité des personnels de la CRE, soit 65 agents (hors commissaires).

La technicité des sujets traités par la CRE est croissante au fur et à mesure du développement de la concurrence. Les entraves au bon fonctionnement du marché exigent, les plus évidentes d'entre-elles ayant été traitées, des analyses et investigations de plus en plus complexes. La nouveauté des modes d'intervention de la CRE dans des champs de compétences qui n'étaient pas couverts par l'administration, a nécessité de recruter majoritairement des agents issus du secteur privé.

La diversité des origines des personnels de la CRE (administrations, entreprises, universités, consultants, etc) et de leurs compétences (technique, économique, financière, juridique, administrative, etc) constitue le fondement de l'expertise et de la compétence de la CRE dans l'exercice de ses missions. Ainsi, 62 agents sont affectés aux fonctions opérationnelles de la régulation ; 13 agents se répartissent dans les fonctions de communication et de soutien (gestion, informatique, logistique et documentation).

Les rémunérations moyennes annuelles, toutes primes incluses, s'établissent à ce jour comme suit : 25 K€ pour les personnels de catégorie C, 31 K€ pour les catégories B, 40 K€ pour les cadres principaux et 72 K€ pour les cadres supérieurs et dirigeants.

Une politique active de formation continue a été mise à la disposition des personnels. Un dispositif a été mis en place avec Supélec (Ecole supérieure d'électricité) afin de permettre à chacun de mieux appréhender les aspects techniques fondamentaux du fonctionnement d'un système de transport et de distribution d'énergie électrique. Des formations, notamment dans les domaines informatique, linguistique et juridique sont également proposées.

Les années 2001 et 2002 auront été marquées par une large ouverture au dialogue social avec la création de deux dispositifs importants.

En premier lieu, et conformément au cadre réglementaire, les modalités de passage aux 35 heures, élaborées au sein d'un groupe de travail représentatif de toutes les catégories fonctionnelles et statutaires, ont été adoptées par un vote des personnels le 28 juin 2001, et le dispositif est entré en application à compter de septembre 2001. Un groupe de suivi a ensuite été mis en place et fera toute proposition d'amélioration qu'il transmettra à l'administration de la CRE et à l'instance représentative du personnel.

Afin de disposer, conformément à la loi, d'un organe institutionnel de dialogue social, la mise en place d'un comité technique paritaire a été engagée dès 2001 et aboutira à sa création effective lors d'un vote de l'ensemble des personnels le 18 juin 2002 qui leur permettra de désigner les organisations syndicales chargées de les représenter au sein de ce comité. Celui-ci sera consulté sur toute question relative à l'organisation, au fonctionnement des services, à toute question ayant une incidence sur la situation des personnels ainsi qu'aux questions d'hygiène et de sécurité.

Cette volonté de dialogue social s'accompagne du développement de la communication interne, qui a reposé notamment sur la mise en service d'un intranet conçu après une large concertation avec les agents.



*Locaux de la CRE,
rue du Quatre-Septembre*

II. Méthodes et activité : les principes d'action

23 L'activité de la CRE en chiffres

Nombre de séances formelles	26
Nombre de séances informelles	35
Nombre d'avis	17
Nombre de communications/recommandations	13
Nombre de décisions (propositions, décisions réglementaires)	14
Nombre d'auditions	33
Nombre de consultations publiques	3
Nombre de décisions de règlement de différend	2

Ces données portent sur la période du 1er juin 2001 au 20 juin 2002.

Source : CRE

1. La transparence

A. Concertation

La CRE demeure soucieuse de prendre ses délibérations dans la concertation avec l'ensemble des acteurs du marché.

Ainsi, elle a organisé cette année quatre consultations publiques.

Elle a lancé le 18 octobre 2001 une consultation publique sur le calcul des "coûts évités" permettant l'évaluation des charges de service public assignées aux producteurs d'électricité par l'article 5 de la loi n°2000-108 du 10 février 2000.

Elle a, en effet, souhaité recueillir les observations de tous les acteurs du marché, y compris celles des consommateurs, sur la méthode de calcul qu'elle avait déterminée, dès lors que celle-ci avait une incidence sur le montant des charges compensées par le FSPPE et le montant de la contribution à ce fond qui pèse, in fine, sur tous les consommateurs d'électricité.

En janvier 2002, la CRE a organisé une consultation auprès de l'ensemble des utilisateurs du réseau pour déterminer celles des informations que doit publier RTE pour favoriser la libre concurrence sur le marché et garantir l'accès au réseau dans des conditions transparentes et non discriminatoires. Les synthèses de ces deux consultations sont publiques.

Enfin, comme l'année précédente, la CRE a lancé une consultation publique sur la proposition d'investissements présentée par RTE et, depuis le 7 juin 2002, une consultation publique est en cours sur les contrats d'accès aux réseaux de transport et de distribution (MADE).

Par ailleurs, la CRE a organisé, au cours de cette année, 24 auditions d'acteurs du marché, soit à titre d'information, soit dans le cadre de consultations publiques. Six auditions ont été réalisées dans le cadre de la consultation sur l'information des utilisateurs du réseau de transport d'électricité et quatre sur la méthode de calcul des coûts évités.

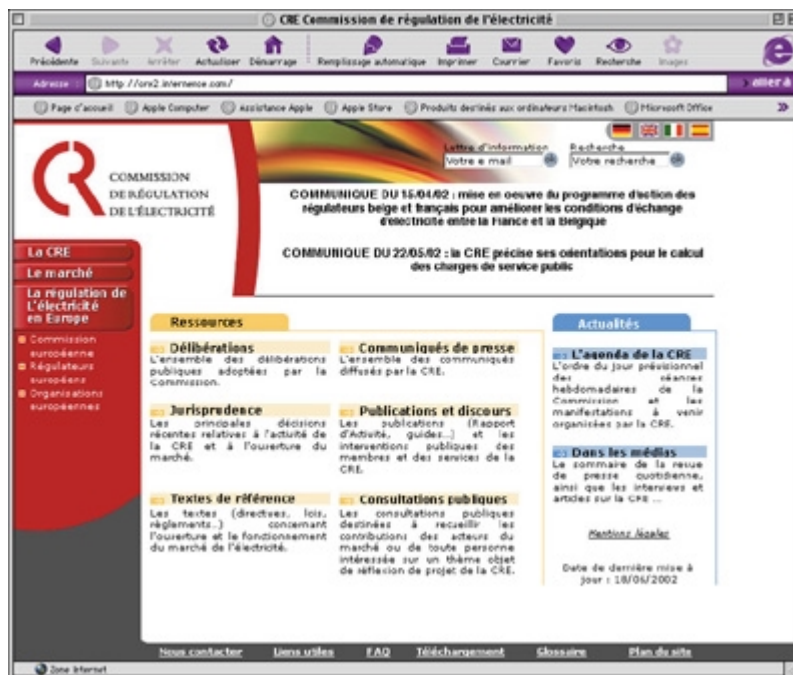
B. Communication

Par principe, la totalité des délibérations ou documents issus de la CRE sont publiés. Cependant, la loi prévoit que les propositions ou avis au gouvernement ne sont rendus publics qu'en même temps que la décision gouvernementale. La transparence est ainsi restreinte, le débat préalable est limité, faute que les acteurs intéressés connaissent en temps utile le point de vue du régulateur indépendant.

La Commission de régulation de l'électricité poursuit ses actions de communication dans le but de favoriser la diffusion rapide des informations liées à l'ouverture du marché, de stimuler la concurrence et de développer les échanges.

L'intérêt manifeste des opérateurs se vérifie notamment par la fréquentation croissante du site Internet, www.cre.fr, qui enregistre désormais plus de 10 000 visites mensuelles contre 4 à 5 000, un an auparavant. Par ailleurs, les abonnés à la lettre électronique, qui permet d'être systématiquement alerté dès la mise en ligne de toute information utile liée au marché, sont passés de 2000 à près de 3000, en un an.

Afin de proposer une information encore plus claire, la CRE a lancé une nouvelle version de son site, le 19 juin. Des déclinaisons plus synthétiques du site actuel sont prévues en anglais, en allemand, en espagnol et en italien. Source d'information sur le marché et sur l'action de la CRE, son site est également un lieu de débat et de dialogue.



Pour mieux expliquer son action et faciliter l'exercice de leurs droits par les consommateurs éligibles, la CRE a organisé deux "ateliers-débats", le 12 décembre 2001 et le 18 mai 2002, qui ont réuni, à chaque fois, une trentaine de participants sous la forme de tables rondes avec les services de la CRE.

Les échanges ont également permis de mieux comprendre les attentes des consommateurs et les ateliers débats sont désormais proposés chaque trimestre.

Depuis le 27 mai 2002, la CRE a également rendu publique sur www.cre.fr (rubrique "opérateurs") une liste indicative des futurs sites éligibles en février 2003. Interrogés par courrier en mars 2001, 200 des 800 sites potentiels qui consomment entre 9 et 16 GWh ont donné leur accord pour se faire connaître. Cette initiative vise à donner la possibilité aux fournisseurs présents sur le marché français, d'engager dès maintenant les démarches commerciales auprès de ces clients potentiels. Dans le même esprit, de nouveaux fournisseurs ainsi que des conseils et intermédiaires continuent d'utiliser régulièrement la possibilité d'apparaître sur le site de la CRE ("le marché") pour proposer leurs services.

2. La rapidité

Saisie par le gouvernement de demandes d'avis, la CRE s'attache à rendre ses délibérations dans les meilleurs délais.

24 Délais de réponse de la CRE pour rendre ses avis

Textes	Date de saisine	Délai de réponse	Date de publication au J.O.	Délai de publication
Projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui valorisent des déchets ménagers ou assimilés en utilisant le biogaz de décharge	19/06/01	2 jours	21/11/01	154 jours
Projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations de cogénération d'électricité de chaleur valorisée	19/06/01	23 jours	31/08/01	43 jours
Projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations qui éliminent des déchets animaux bruts ou transformés	19/06/01	30 jours	14/03/02	266 jours
Projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations d'une puissance inférieure ou égale à 36 kVA pouvant bénéficier de l'obligation d'achat	24/09/01	24 jours	14/03/02	170 jours
Projet d'arrêté relatif au prix de l'électricité	2/11/01	5 jours	09/11/01	2 jours
Projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie radiative du soleil	3/12/01	17 jours	14/03/02	101 jours
Projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant les énergies des nappes aquifères ou des roches souterraines	6/02/02	8 jours	07/04/02	59 jours
Projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par méthanisation	27/03/02	8 jours	05/05/02	38 jours
Projet d'arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant à titre principal l'énergie dégagée par la combustion ou l'explosion de matières non fossiles d'origine végétale	27/03/02	8 jours	05/05/02	38 jours
Trois demandes d'autorisation d'achat pour revente d'électricité	27/02/02 6/03/02 6/03/02	8 jours 8 jours 1 jour	Non publié	Non publié
Projet de décret relatif aux prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement auxquelles doivent satisfaire les installations en vue de leur raccordement aux réseaux publics de distribution	6/05/02	31 jours	Non publié à ce jour	Non publié à ce jour
Projet d'arrêté relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'une installation de production d'énergie électrique	6/05/02	31 jours	Non publié à ce jour	Non publié à ce jour
Projet d'arrêté relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement à un réseau public de distribution d'une installation de consommation d'énergie électrique	6/05/02	31 jours	Non publié à ce jour	Non publié à ce jour

Source CRE

Dans le cadre de l'adoption des textes d'application nécessaires à la mise en œuvre du FSPPE prévu par l'article 5 de la loi du 10 février 2000, la CRE s'est également préoccupée de transmettre ses propositions au gouvernement dans les plus brefs délais.

Le décret n°2001-1157 du 6 décembre 2001 relatif au FSPPE prévoit que la CRE devait proposer, pour l'année 2002, une évaluation des montants prévisionnels des charges imputables aux missions de service public, et le montant prévisionnel de la contribution applicable à chaque kilowattheure, aux ministres chargés de l'énergie et de l'économie qui doivent arrêter ces montants avant le 31 décembre 2001. Après la publication du décret le 8 décembre 2001, la CRE, en transmettant sa proposition le 20 décembre 2001, a été en mesure de fournir l'évaluation dans un délai permettant aux ministres de les arrêter à la date prévue.

3. L'ouverture internationale

La CRE a poursuivi cette année l'action qu'elle avait engagée précédemment dans les domaines européen et international. Elle s'offre, pour préparer ses actions, de recueillir l'expérience de ses homologues et d'entretenir un dialogue suivi pour coordonner ses interventions avec celles de ces derniers.

Son action européenne s'est articulée, d'une part, autour des relations qu'elle a nouées, puis élargies, avec les institutions européennes et, d'autre part, autour de celles qu'elle a développées avec les régulateurs de l'Union et des pays candidats.

En ce qui concerne ses relations avec la Commission européenne, on signalera l'analyse que la CRE a conduite, dans le cadre de consultations menées par la Commission européenne auprès des différents acteurs du marché, sur les conditions d'application des directives 96/92/CE et 98/30/CE.

Ces consultations ont fait suite à une demande du Conseil européen, réuni à Stockholm les 23 et 24 mars 2001, d'un examen par la Commission européenne de la situation dans chaque Etat membre. Elles ont été présentées au Conseil "énergie" du 5 décembre sous la forme d'un premier rapport sur la mise en œuvre du marché intérieur de l'électricité et du gaz.

Dans le prolongement de son analyse, la CRE a fait connaître ses réserves sur les conclusions de ce rapport. En effet, celui-ci a porté, à plusieurs reprises, une appréciation contestable sur l'état du marché français, considérant, par exemple, que l'absence de séparation légale du gestionnaire du réseau de transport emportait des conséquences sur l'ouverture à la concurrence ou faisant état, à l'occasion de l'examen des conditions d'application de ce texte aujourd'hui, du retard mis, à l'origine, à la transposition de la directive 96/92/CE.

La CRE a continué à développer une participation active aux travaux du CEER. Dans ce cadre des travaux du CEER, la CRE a notamment appuyé le projet de création d'un Comité européen des régulateurs de l'électricité et du gaz, qui serait constitué à l'image du Comité européen des régulateurs des marchés de valeurs mobilières institué par la Commission européenne le 6 juin 2001. Elle a également développé des relations de travail avec les pays candidats (Hongrie, Pologne, République tchèque, Slovaquie).

Elle a par ailleurs accueilli avec intérêt le communiqué de la Commission européenne en date du 20 décembre 2001 tendant à la mise en œuvre, en liaison avec le CEER, d'un plan de suppression des goulots d'étranglement aux frontières. Ce plan est actuellement à l'étude au sein de l'association des régulateurs.

La CRE a, en outre, largement contribué aux réflexions et études menées par les groupes de travail du CEER.

La CRE a maintenu ses relations avec plusieurs pays non européens (Mexique, Japon, Chine), et a accueilli des délégations nouvelles (Thaïlande, Inde, Etats-Unis, Côte d'Ivoire, Azerbaïdjan).

Accès des Tiers au Réseau (ATR) (third party access): mode d'ouverture du marché électrique prévu par la directive européenne qui permet à chaque utilisateur (client éligible, distributeur, producteur) d'accéder au réseau de transport contre le paiement d'un droit d'accès.

Accès réglementé des Tiers au Réseau (regulated access of third parties to the grid): dans le cas de l'ATR réglementé, les tarifs d'accès au réseau sont des tarifs publics (établis en général par le régulateur). Les conditions d'accès sont réglementées et identiques pour tous les utilisateurs.

ATR négocié (negotiated access of third parties to the grid): les conditions d'accès au réseau sont négociées entre le gestionnaire du réseau et les acteurs du marché (clients éligibles, producteurs...) au cas par cas.

Base: la base est la partie constante de la charge d'un réseau sur une période donnée. Un produit base correspond à la fourniture d'un bloc d'électricité sur l'ensemble d'une période (exemple : de 0 heure à 24 heures pour un produit base journalier).

Bloc d'électricité: quantité d'énergie électrique qui transite par le réseau à un niveau de puissance constant (exemple : un bloc de 24 heures correspond à un produit base).

Centrale virtuelle (Virtual Power Plant): capacité de production fictive, non désignée, vendue à un opérateur permettant de soutirer sur demande, auprès d'un producteur, de l'énergie à un prix préalablement fixé.

Client éligible (eligible customer): consommateur d'électricité autorisé, pour alimenter un de ses sites, à s'adresser à un ou plusieurs fournisseurs d'électricité de son choix, dans son pays ou ailleurs. En France, sont éligibles les sites qui consomment plus de 16 GWh, conformément au décret du 29 mars 2000.

Cogénération (cogeneration): 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 (metering): comptabilisation des différentes caractéristiques de l'électricité produite ou consommée (puissance, fréquence, énergie active...). Les gestionnaires de réseaux ont l'obligation de communiquer à leurs utilisateurs les données primaires issues des dispositifs de comptage.

Congestion (congestion): état d'une ligne ne permettant pas de satisfaire les exigences du réseau (réalisation de toutes les transactions) compte tenu des caractéristiques et performances des équipements du réseau.

Consommateur électro-intensif (electro-intensive consumer): consommateur industriel dont la consommation d'électricité représente une part importante de ses coûts.

Coûts échoués (stranded costs): coûts résultant des politiques choisies ou imposées aux opérateurs historiques avant l'ouverture du marché qui ne peuvent pas être couverts dans les conditions du marché ouvert à la concurrence.

Coûts évités (avoided costs): 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.

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.

Directive européenne (european directive): la directive 96/92/CE du Parlement européen et du Conseil du 19 décembre 1996 concernant les règles communes pour le marché intérieur de l'électricité (cf. Annexes) fixe un cadre institutionnel pour la mise en œuvre des réformes du secteur électrique dans les Etats membres de l'Union européenne. Elle établit les règles générales d'organisation du secteur et les principes en matière d'organisation de la production, d'exploitation du réseau de transport, d'exploitation du réseau de distribution, de séparation et de transparence comptables et d'accès au réseau de transport.

Dissociation comptable (unbundling): obligation faite aux entreprises intégrées, de tenir des bilans et comptes de résultat séparés pour les activités de production, de transport, de distribution 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.

DNN (non nationalized distributors): distributeurs non nationalisés : voir ELD

Ecarts de consommation (imbalances): différence dans un périmètre donné entre le total des quantités d'énergie injectées et le total des quantités d'énergie soutirées.

ELD (local electricity distributors): entreprises locales de distribution (distributeurs non nationalisés) qui assurent la distribution de l'électricité sur des réseaux à moyenne et basse tension pour 5% du marché français. Certains d'entre eux sont également producteurs. Ils sont éligibles dans la limite de l'approvisionnement des clients éligibles qu'ils desservent.

Éligibilité (eligibility): tout consommateur final dont la consommation d'électricité durant l'année civile précédant sa demande de reconnaissance, est égale ou supérieure au seuil fixé à l'article 3 du décret n° 2000-456 du 29 mai 2000, soit 16 gigawattheures, est éligible. Le site de consommation d'électricité est constitué par l'établissement identifié par son numéro d'identité au répertoire national des entreprises et des établissements.

Entreprise d'électricité intégrée (Integrated electricity undertaking): 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.

Fixage (Fixing): 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 (Florence forum): rencontre bisannuelle réunissant les représentants des gouvernements, des régulateurs, des GRT, des associations de producteurs d'électricité, d'utilisateurs et de consommateurs sous l'égide de la Commission européenne.

Fournisseur (supplier): entité qui alimente au moins un consommateur final soit à partir d'une énergie qu'il a produite lui-même soit à partir d'une énergie qu'il a achetée.

Fourniture électrique (electrical supply): on distingue, dans la demande électrique, quatre formes de consommation :

- la fourniture électrique "de base" (ou "ruban") qui est produite ou consommée de façon permanente toute l'année,
- la fourniture de "semi-base" dont la période de production et de consommation est concentrée sur l'hiver,
- la fourniture de "pointe" qui correspond à des périodes de production ou de consommation chargées de l'année,
- la fourniture "en dentelle" qui constitue un complément d'une fourniture de "ruban".

Gestionnaire du réseau de transport (GRT) (transmission grid manager): entité responsable de l'exploitation, de l'entretien et du développement du réseau public de transport ainsi que des interconnexions avec l'étranger. Le gestionnaire du réseau est également chargé de gérer à tout instant les flux d'électricité et de garantir la sécurité et l'efficacité du réseau. Il doit assurer, de façon non discriminatoire, l'appel des différentes installations de production. En France, le GRT est un service d'EDF, le Réseau de Transport Electrique (RTE), autonome au sein de l'établissement public.

GRD (distribution system operator): gère les lignes à la sortie des postes à haute tension jusqu'au compteur des utilisateurs. En France, il s'agit d'EDF et des ELD.

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 France-Angleterre, d'une puissance de 2000 MW en courant continu.

Interconnexion (interconnection): équipements utilisés pour relier deux réseaux électriques

Ligne directe (direct line): liaison électrique, complémentaire au réseau interconnecté, qui relie des utilisateurs indépendants du Réseau Public de Transport.

MADE: "Mise à Disposition de l'Electricité" (Grid access agreement): Contrat matérialisant les droits et obligations des utilisateurs et des gestionnaires de réseaux de transport et de distribution pour permettre l'accès à ces réseaux et leur utilisation.

Marché d'ajustement (balancing market): marché 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 (ou marché day-ahead): marché sur lequel s'échangent la veille pour le lendemain des engagements à livrer ou à prendre livraison d'électricité pour un prix, une

quantité et une période de la journée déterminés au moment de la négociation.

Nordpool: bourse des pays du nord de l'Europe (Norvège, Finlande, Suède et une partie du Danemark).

Obligation d'achat (purchase obligation): dispositif législatif obligeant, EDF et les Distributeurs non nationalisés (DNN), à acheter de l'électricité produite par certaines filières de production à des conditions imposées.

Off shore (installation éolienne): capacité de production éolienne implantée en mer.

On shore (installation éolienne): capacité de production éolienne implantée sur terre.

"Pancaking": superposition des tarifs de transport de différents pays.

Péninsules électriques (electrical peninsulas): réseaux d'îles ou de péninsules — Angleterre, Espagne, Italie, Pays scandinaves — faiblement reliés à la plaque continentale.

Péréquation tarifaire (rate evening out): moyen d'assurer l'égalité des prix facturés aux usagers sur un territoire.

Plafond de prix (Price-cap): 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 bénéficient de l'intégralité des économies de coûts qu'elles réalisent durant la période pour laquelle les tarifs ont été fixés.

Plaque continentale (continental plate): ensemble de réseaux européens (Allemagne, Autriche, Suisse, Benelux, France) dont le degré d'interconnexion est suffisant pour permettre la fluidité des échanges physiques.

Pointe (ou Produit peak): la pointe est la puissance maximum appelée sur un réseau 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 national sur lequel toutes les transactions doivent se réaliser et visant à rationaliser l'appel des moyens de production.

Programmation pluriannuelle des investissements (PPI) (pluriannual investment program): dans la loi française, objectifs fixés par le ministre chargé de l'énergie en matière de répartition des capacités de production par source d'énergie primaire et, le cas échéant, par technique de production et par zone géographique.

Protocole d'accès (access protocol): 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.

Raccordement (connection): action qui permet de relier physiquement un producteur ou un consommateur au réseau.

Réseau interconnecté (interconnected grid): réseau constitué de plusieurs réseaux de transport et de distribution reliés entre eux par une ou plusieurs interconnexions.

Réseau de transport (transmission grid): 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 d'Electricité (RTE) (electricity transmission grid) : (voir gestionnaire du réseau de transport)

Responsable d'équilibre (Balancing Provider) : 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).

Services systèmes (system services) : 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 à l'exclusion des coûts éventuels de renforcement du réseau en amont du point de raccordement.

Subventions croisées (cross subsidies) : 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.

Tarif timbre-poste (postage stamp rate) : 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.

Tarification des transits : tarification d'un flux d'énergie électrique traversant une zone de réglage.

Télérelève (Remote metering) : 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).

Transits purs (pure transits) : flux traversant un réseau de transport sans y être injectés ou soutirés.

UCTE : Union pour la coordination du Transport de l'Electricité. 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.

Zones non interconnectées (ZNI) (non interconnected territories) : 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 réglage (regulated zone) : 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.

Sigles

AEEG : Autorità per l'energia elettrica e il gas (Autorité pour l'énergie électrique et le gaz)

ANROC : Association Nationale des Régies de services publics et des Organismes constitués par les Collectivités locales ou avec leur participation

APX : Amsterdam Power Exchange

BKA : Bundeskartellamt

BT : Basse Tension

Cal-Iso : California Independant System Operator

CALPX : California Power Exchange

CECEI : Comité des Etablissements de Crédit et des Entreprises d'Investissement

CEER : Council of European Energy Regulators

CMF : Conseil des Marchés Financiers

CNE : Comision Nacional de Energia (Commission nationale de l'énergie)

CNR : Compagnie Régionale du Rhône

CREG : Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz

DEGS : Direction EDF GDF Services

DGCCRF : Direction Générale de la Concurrence, de la Consommation et de la Répression des Fraudes

DGEMP : Direction Générale de l'Energie et des Matières Premières

DGTREN : Direction Générale de l'Energie et des Transports

DIGEC : Direction du Gaz, de l'Electricité et du Charbon

EEX : European Energy Exchange

ELD : Entreprises Locales de Distribution

ELE : Entreprises Locales d'Electricité

ETSO : European Transmission System Operators

FERC : Federal Energy Regulatory Commission

FNSICAE : Fédération Nationale des Sociétés d'Intérêt Collectif Agricole d'Electricité

FNCCR : Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies

FSPPE : Fonds du Service Public de la Production d'Electricité

GRT : Gestionnaire du Réseau de Transport

GRTN : Gestore de la Rete di Transmisione Nazionale

HGRT : Holding de gestionnaires de réseaux européens

LPX : Leipzig Power Exchange

MADE : Mise à Disposition de l'Electricité

NETA : New Electricity Trading Agreement

NGC : National Grid Compagny

NTC : Net Transfert Capacity

OEPE : Observatoire Européen des Prix de l'Electricité

OTC : Over The Counter

PPA : Power Purchase Agreement (accord d'achat de puissance)

PPI : Programme Pluriannuel d'Investissement

PPX : Polish Power Exchange

RAG : Réseau d'Alimentation Générale

RECS : Renewable Energy Certificate System

REE : Red Eléctrica de España

RTE : Réseau de Transport d'Electricité

SHEM : Société Hydro-Electrique du Midi

SNET : Société Nationale d'Electricité et de Thermique

THT : Très Haute Tension

TSO : Transmission System Operator (gestionnaire du réseau de transport)

UCTE : Union pour la Coordination du Transport de l'Electricité

VPP : Virtual Power Plant (centrale virtuelle)

ZIE : Zones Insulaires Etrangères

ZNI : Zone Non Interconnectée

Index des encadrés, tableaux et graphiques

1	Le taux d'ouverture légal	5	13	Evolution des ventes et achats d'électricité par nature (hors EDF)	27
2	Changement de fournisseur (en parts de marché)	6	14	Parts de marché (hors EDF)	27
3	4	Comparaison des prix de l'électricité en 2000	15	Origine de l'électricité vendue (hors EDF) en pourcentage de la qualité vendue en usage final	28
		- Clients domestiques			
		- Petite industrie et tertiaire			
5	6	Indice des prix hors TVA à monnaie constante	16	Produits vendus aux enchères par EDF	30
		- Fourniture résidentielle			
		- Fourniture grande industrie	17	Capacités totales vendues en mai 2002	30
7		Fonctionnement des marchés de gros	18	Volume hebdomadaire traité sur Pownext depuis novembre 2001	36
8		Volumes quotidiens moyens échangés en spot sur les bourses européennes en mars 2002	19	Evolution des prix spot (moyennes hebdomadaires) sur Pownext et LXP depuis novembre 2001	36
9		Les projets de textes communautaires au 1 ^{er} juin 2002 ...	20	Récapitulation chronologique des avis de la CRE	44
10		Coût par MWh des échanges d'énergie transfrontaliers en Europe	21	Evolution des moyens budgétaires	51
11		Vente d'électricité par nature (hors EDF) en avril 2002 (9,2 TWh)	22	Répartition des effectifs par fonctions exercées	52
12		Achats d'électricité par nature (hors EDF) en avril 2002 (9,2 TWh)	23	L'activité de la CRE en chiffres	54
			24	Délais de réponse de la CRE pour rendre ses avis	56

Unités de mesure

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 de 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 :

facteurs	unités de puissance	unités d'énergie
kilo (k)	kilowatt (kW) soit 1000 W	kilowattheure (kWh) soit 1000 Wh
méga (M)	mégawatt (MW) soit 1000 kW	mégawattheure (MWh) soit 1000 kWh
giga (G)	gigawatt (GW) soit un million de kW	gigawattheure (GWh) soit un million de kWh
tera (T)	térawatt (TW) soit un milliard de kW	térawattheure (TWh) soit un milliard de kWh

A titre d'exemple, la consommation globale d'électricité en France pour l'année 2000 a été de 410TWh 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



**Council of
European
Energy
Regulators**

Austria

Mr Walter Boltz
Director
Elektrizitäts-Control GmbH
Rudolsplatz 13 a
1010 Wien
Tel - 43-1-24724-0
Fax - 43-1-24724-900
www.e-control.at

Belgium

Mrs Christine Vanderveeren
Président
Commission pour la Régulation de
l'Electricité et du Gaz
Rue de l'Industrie 26-38
1040 Bruxelles
Tel - 32 2 289 76 11
Fax - 32 2 289 76 09
www.creg.be

Denmark

Mr. Hans Henrik H. Østergaard
Chairman
Energitilsynet
Amaliegade 44
1256 København K
Tel - 45 33 92 67 00
Fax - 45 33 11 47 43
www.energitilsynet.dk

Finland

Mr. Arto Rajala
Director
The Energy Market Authority
Lintulahdenkatu 10
FIN-00500
Helsinki
Finland
Tel - 358 9 62 20 360
Fax - 358 9 62 21 911
www.energiainviraasto.fi/index.html

France

Mr. Jean Syrota
Président
Commission de Régulation
de l'Electricité
2, rue du Quatre Septembre
75084 PARIS Cedex 02
Tel - 01 44 50 41 00
Fax - 01 44 50 41 11
www.cre.fr

Greece

Mr Pantelis Capros
Chairman
RAE-Regulatory Authority for Energy
69, Panepistimiou Str. and Aiolou Street
Athens 10 431
Tel - 30 10 37 27 400
Fax - 30 01 32 55 460
www.rae.gr

Ireland

Mr. Tom Reeves
Commissioner
Commission for Energy Regulation
Plaza House
Belgard Road
Tallaght
Dublin 24
Tel - 01 4000 800
Fax - 01 4000 850
www.cer.ie

Italy

Mr. Pippo Ranci
President
Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas
5 Piazza Cavour
20121 Milano
Tel - 39-02-65565-1
Fax - 39-02-65565222
39-02-65565266
www.autorita.energia.it

Luxembourg

Mrs. Odette Wagener
Institut Luxembourgeois de Régulation
45, allée Scheffer
L-2922 Luxembourg
Tel - (+352) 45-88-45-1
Fax - (+352) 45-88-45-88
www.etat.lu/ILR

Netherlands

Mr. Jacques de Jong
Director
Office for Energy Regulation
Box 16 326
2500 BH's Gravenhage
Tel - 31 (0) 70 330 35 00
Fax - 31 (0) 70 330 35 35
www.nma-dte.nl

Northern Ireland

Mr. Douglas McIlDoon
Director General
Office for Regulation of Electricity
and Gas
Brookmount Buildings
42 Fountain Street
Belfast BT1 5 EE
Tel - 44 2890 31 15 75
Fax - 44 2890 31 17 40
www.ofreg.nics.gov.uk/index.htm

Norway

Mr. Jan Moen
Director of Regulation and DSM
Norwegian Water Resources & Energy
Directorate
Middelthunsgate 29
P.O. Box 5091 Majorstua
0301 Oslo
Tel - 47 22 95 95 95
Fax - 47 22 95 90 00
www.nve.no

Portugal

Mr. Jorge Vasconcelos
Chairman
Entidade Reguladora dos Serviços
Energéticos
Edifício Restelo - Rua Dom Cristóvão da
Gama n°1
1400-113 Lisboa
Tel - 351 21 303 32 00
Fax - 351 21 303 32 01
www.erse.pt

Spain

D. Pedro María Meroño Velez
Presidente
Comisión Nacional de Energía
Marqués del Duero, 4
28001 Madrid
Tel - 34 91 432 96 00
Fax - 34 91 577 62 18
www.cne.es

Sweden

Mr. Håkan Heden
Deputy Director General
Swedish Energy Agency
Office of the Electricity and Gas Regulator
P.O Box 310
631 04 Eskilstuna
Tel - 46 16 544 20 00
Fax - 46 16 544 20 99
www.stem.se

United Kingdom

Mr. Callum McCarthy
Director General
Office of Gas and Electricity Markets
9 Millbank
London SW1P3GE
Tel - 020 7901 7000
Fax - 020 7901 7066
www.ofgem.gov.uk



COMMISSION
DE RÉGULATION
DE L'ÉLECTRICITÉ

2, rue du Quatre-Septembre - 75084 Paris Cedex 02
Tél. : 01 44 50 41 00 - Fax : 01 44 50 41 11

www.cre.fr