



COMMISSION  
DE RÉGULATION  
DE L'ÉLECTRICITÉ

---



RAPPORT D'ACTIVITÉ  
JUN 2001

# Sommaire

## Le marché européen de l'électricité ..... 4

- I. Les fournisseurs d'électricité ..... 4
- II. La lente marche vers un réseau européen ..... 8
- III. Les effets de l'ouverture des marchés ..... 13
- IV. Le projet de directive ..... 15

## La régulation du marché français ..... 18

- I. L'accès aux réseaux ..... 19
- II. La séparation comptable ..... 26
- III. Initiatives pour un marché ouvert ..... 28
- IV. La concurrence sur le marché français ..... 31
- V. La CRE et les politiques publiques ..... 34

## La Commission ..... 39

- I. Les moyens de la CRE ..... 39
- II. Le fonctionnement de la CRE ..... 41
- III. L'action européenne et internationale ..... 43

## Glossaire ..... 44

## Unités de mesure ..... 47

## Conseil Européen des Régulateurs de l'Energie ..... 48

### Encadrés, tableaux et graphiques

- 1 Transposition de la directive dans les Etats Membres ..... 4
- 2 Volumes de trading sur les principaux marchés européens (TWh) en 2000 ..... 7
- 3 Echanges physiques 2000 ..... 9
- 4 5 Evolution des prix spot en 2000-2001 ..... 14
- 6 Proposition de directive du Parlement européen et du Conseil modifiant les directives 96/92/CE et 98/30/CE ... 15
- 7 La crise californienne ..... 16
- 8 à 11 Textes adoptés, en cours d'élaboration, à intervenir, non programmés ..... 18

## 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)



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)



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 cabinets du Premier ministre (1974-1981)



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)



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)



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)

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)

- 12 La réglementation des lignes directes ..... 19
- 13 Les investissements de RTE autorisés par la CRE ..... 20
- 14 Liste des fournisseurs ..... 32
- 15 Les marchés de certificats verts ..... 35
- 16 Le RECS (Renewable Energy Certificate System) ..... 36
- 17 Comparaison des effectifs des régulateurs européens ..... 39
- 18 Organigramme de la CRE ..... 40
- 19 Délibérations prises par la CRE ..... 42

*La Commission de Régulation de l'Electricité (CRE), conformément à l'article 32 de la loi du 10 février 2000 qui prévoit que "la CRE établit chaque année, avant le 30 juin, un rapport public qui rend compte de son activité", présente son deuxième rapport d'activité, pour la période du 1er juillet 2000 au 30 juin 2001.*

*Les douze mois écoulés, depuis le premier rapport qui décrivait, trois mois après sa création, les débuts de la CRE, lui ont permis de travailler à l'ouverture du marché français, désormais réelle.*

*Le Gestionnaire du Réseau de Transport (GRT), qui a pris le nom de Réseau de Transport d'Electricité (RTE), gère en toute indépendance, au sein d'EDF, un réseau auquel l'accès est garanti dans des conditions objectives et non discriminatoires. La CRE a engagé ou soutenu de nombreuses initiatives favorisant la liberté de choix pour les consommateurs éligibles, depuis la création du responsable d'équilibre jusqu'à l'amélioration de l'accès à l'information pour les utilisateurs des réseaux. Elle vient de proposer au gouvernement un tarif d'utilisation des réseaux de transport et de distribution. Les travaux en vue de séparer comptablement les activités de réseaux et de fourniture au sein de l'opérateur historique sont bien entamés.*

*Les différents compartiments du marché s'organisent. Avant la fin de l'année, un marché spot devrait voir le jour, et les principes de fonctionnement du marché d'ajustement seront définis. La concurrence commence à jouer. Plus de trente fournisseurs, aux côtés des opérateurs nationaux indépendants d'EDF que sont la SNET et la CNR, sont actifs sur le marché et peuvent livrer leur électricité à leurs clients en France. Les consommateurs éligibles peuvent, de ce fait, négocier de meilleures conditions de fourniture avec l'opérateur historique ou avec ses concurrents.*

*Ainsi, même si beaucoup reste à faire, une étape essentielle a été franchie : aujourd'hui, un client éligible français peut librement choisir un fournisseur en Europe et accéder au réseau, sans entrave, pour être approvisionné.*

*L'ouverture du marché français fait partie de la construction d'un marché européen, à laquelle la CRE prend part, en liaison avec les autres régulateurs nationaux. L'accès au marché français depuis l'étranger ne fait l'objet d'aucune restriction. Dans l'autre sens, les congestions existantes aux frontières françaises vers certains réseaux européens sont*

*gérées selon des mécanismes de marché ou sont sur le point de l'être. Des progrès restent encore à réaliser pour harmoniser les règles, les tarifs et pour mettre en place les mécanismes européens nécessaires à la fluidité du marché. Son extension demeure subordonnée à un développement des infrastructures. Encore inachevé, composé de marchés inégalement ouverts, le marché européen se construit pourtant. Certains opérateurs nationaux développent des stratégies d'investissement qui en font ou en feront des acteurs de dimension européenne.*

*L'objectif principal de la CRE est la satisfaction du consommateur, qui doit obtenir de l'ouverture du marché le meilleur rapport entre la qualité de l'électricité et son prix. Ainsi, la démarche de la CRE a été inspirée par l'exigence de vérité économique et d'économie de moyens, qui s'est exprimée dans ses délibérations, en matière d'investissement du gestionnaire de réseau de transport, dans le domaine tarifaire ou pour ce qui concerne les projets gouvernementaux de soutien aux énergies renouvelables. C'est dans cet esprit qu'elle continuera de développer ses principes d'action : clarté des objectifs, transparence du processus de décision, souplesse et réactivité pour s'adapter aux évolutions du marché, à ses besoins et aux intérêts des consommateurs.*

*La principale leçon à tirer des douze derniers mois est celle de l'évidente nécessité d'une régulation qui, dans le cadre que la loi lui a fixé, permet d'adopter, sans délai, les mesures qu'appellent les évolutions du marché. Ainsi, la plupart des innovations importantes des derniers mois que sont la création du responsable d'équilibre, le marché spot, la vente des centrales virtuelles par l'opérateur historique, le traitement des congestions aux frontières, n'avaient pas été envisagées par le législateur. Si le développement rapide du marché de l'électricité n'est ni anarchique, ni déséquilibré, ne le doit-il pas aussi à l'existence de mécanismes de régulation bien conçus et bien maîtrisés ?*



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

# Le marché européen de l'électricité

La construction du marché européen de l'électricité s'inscrit dans le cadre de la directive 96/92/CE du 19 décembre 1996. Celle-ci a été transposée dans tous les Etats Membres.

## 1 Transposition de la directive dans les Etats Membres

	Part légale d'ouverture du marché	Concurrence dans la production		Séparation de l'activité de transport	ATR	
Portugal		Autorisation pour les éligibles	Appel d'offre pour le marché captif	Juridique (a)	Acheteur unique pour le marché captif	Accès réglementé pour les éligibles
France	30%	Autorisation	Appel d'offre en cas d'insuffisance	Gestion (b)	Accès réglementé	
Grèce				Juridique		
Irlande				Juridique : la + grande partie	Accès réglementé	
Autriche	32%			Juridique		
Pays-Bas	33%				Acheteur unique pour le marché captif	Accès réglementé pour les éligibles
Italie	35%			Juridique	Accès réglementé	
Belgique	35%			Gestion		
Luxembourg	40%	Autorisation		Propriété (c)	Accès réglementé	
Espagne	54%			Juridique		
Danemark	90%			Propriété	Accès réglementé	
Finlande				Propriété		
Royaume-Uni	100%			Irlande du Nord Propriété	Accès négocié	
Suède				Propriété		
Allemagne				Gestion/juridique		

(a) Juridique : filialisation de l'activité de transport

(b) Gestion : indépendance de gestion du GRT au sein de l'opérateur intégré

(c) Propriété : activité de transport exercée par une société n'ayant aucun lien capitalistique avec les fournisseurs ou les producteurs

Source CRE - mai 2001

Dans ce contexte inchangé au cours des douze derniers mois, l'appréciation de l'ouverture réelle des marchés, qui peut différer sensiblement de l'état légal, repose donc sur l'analyse du comportement des opérateurs et des consommateurs, sur l'évolution des réseaux européens et de leur interconnexion, qui seuls permettent d'apprécier les retombées attendues de la libéralisation, en attendant les changements qu'entraînera l'adoption du nouveau projet de directive présenté par la Commission Européenne.

L'appréciation de l'ouverture réelle des marchés peut différer sensiblement de l'état légal. Elle repose sur l'analyse du comportement des opérateurs et des consommateurs

## I. Les fournisseurs d'électricité

L'offre sur le marché émane de deux grandes catégories d'acteurs: la première regroupe les producteurs, détenteurs de moyens de production qui leur permettent d'approvisionner soit des consommateurs finals, soit d'autres *fournisseurs\** sur le marché de gros; la seconde regroupe les fournisseurs sans moyens de production, pratiquant l'achat pour revente (négoce), ou rapprochant vendeurs et acheteurs (courtage).

### A. Les producteurs

Le marché européen de l'électricité connaît une importante réorganisation de ses principaux producteurs. Trois tendances lourdes peuvent être observées.

- d'importantes restructurations des producteurs nationaux sur leurs propres territoires;
- une stratégie de croissance pan-européenne qui se traduit par un développement des acquisitions transfrontalières;
- une dynamique d'"offre globale" qui tend vers la constitution de groupes multi-énergies et multiservices.

\* Les termes en italique sont définis dans le glossaire en page 44

## 1. La restructuration des producteurs nationaux

Dans certains Etats Membres, c'est la logique de concentration qui prévaut.

L'exemple de l'Allemagne est, à ce titre, illustratif dans la mesure où le secteur électrique allemand connaît depuis un an un net mouvement de concentration :

- fusion des deux groupes RWE et VEW, constituant le nouveau numéro un allemand, RWE ;
- constitution du groupe E.ON, par fusion de VEBA et VIAG, numéro deux du marché ;
- émergence d'un troisième groupe (pôle HEW - VEAG - BEWAG).

Consécutivement à ces mouvements de portefeuilles, le marché allemand a amorcé une certaine rationalisation de ses actifs de production. Un programme de réduction et de fermeture de capacités de production est arrêté par les deux principaux producteurs (au total près de 10 000 MW pour RWE et E.ON), visant, face aux surcapacités structurelles du marché, à la fois à réguler l'offre et à améliorer la rentabilité des parcs de production. Cette rationalisation de l'outil industriel est observable indépendamment des décisions des autorités de sortir de la filière nucléaire.

L'Espagne a connu également des tentatives de concentration du marché : tentative – avortée – de fusion des numéros un et deux ENDESA et IBERDROLA ; projet de fusion HIDROCANTABRICO / UNION FENOSA (numéros trois et quatre du marché). Cette logique du "champion national" a été contrée par les autorités espagnoles qui se sont opposées à l'offre publique d'achat au motif que ces deux dernières sociétés concentraient, à elles deux, 20 % du marché espagnol.

A l'inverse, dans les pays où n'opérait traditionnellement qu'un seul opérateur (par exemple ENEL en Italie, EDF en France), les restructurations en cours visent à la déconcentration et à la démultiplication des forces en présence. Sous l'impulsion des autorités italiennes, ENEL mène de front deux importants programmes de réorganisation : ouverture progressive du capital à des opérateurs indépendants, programme de cession d'un volume important d'actifs de production (à hauteur de 15 000 MW via des structures ad hoc de filialisation). Plusieurs réseaux de distribution de ENEL font également partie du programme de cession et sont mis sur le marché.

En France, le marché commence à s'organiser avec l'indépendance acquise, vis-à-vis de l'opérateur historique, de la Société Nationale de l'Electricité et de Thermique (SNET) et de la Compagnie Nationale du Rhône (CNR) (cf. infra p. 31).

## 2. Une stratégie de croissance pan-européenne : le développement des acquisitions transfrontalières.

Confrontés à l'érosion de leurs positions de marché nationales, les producteurs développent une stratégie d'expansion pan-européenne. Ceci se traduit notamment par une multiplication des opérations d'acquisitions transfrontalières.

Les années 2000/2001 sont très révélatrices de ce point de vue. Parmi les plus importants mouvements observés, on peut citer entre autres :

- la prise de contrôle du groupe allemand HEW par le groupe public suédois VATTENFALL ;
- l'implantation d'ELECTRABEL dans la Sarre, en association avec la Stadtwerke de Saarbrücke ;
- après l'acquisition de LONDON ELECTRICITY au Royaume-Uni, la prise de participation d'EDF dans EnBW, numéro trois en Allemagne, qui lui en confère le contrôle conjoint, puis, en mai 2001, la prise d'une participation dans MONTEDISON (propriétaire d'EDISON, 2ème distributeur italien) ;
- la prise de contrôle de 60 % de SYDKRAFT, numéro un en Suède, par E.ON ;
- le lancement par E.ON d'une O.P.A. sur POWERGEN, numéro deux au Royaume-Uni ;
- l'implantation d'ENDESA en France via la SNET et l'acquisition du quatrième distributeur aux Pays Bas (REMU) ;
- la prise de contrôle de HIDROCANTABRICO par FERROATLANTICA et EnBW.

Confrontés à l'érosion de leurs positions de marché nationales, les producteurs développent une stratégie d'expansion pan-européenne

Les mouvements de marché révèlent une nouvelle dynamique, tendant à la présentation d'une "offre globale"

La surcapacité demeure la caractéristique majeure du parc de production, particulièrement sur la plaque continentale

Ces deux tendances, consolidation des industries nationales et expansion européenne, contribuent à dessiner un marché européen de l'électricité sur lequel des groupes puissants, disposant d'une assise européenne élargie, constitueront les acteurs majeurs à venir.

### 3. Vers des groupes multi-énergies et multiservices

Les mouvements de marché révèlent aussi une nouvelle dynamique, tendant à la présentation d'une "offre globale", associant plusieurs énergies couplées à des services. De nombreux opérateurs détiennent déjà cette compétence multiple (SUEZ, avec ELECTRABEL, DISTRIGAZ et LYONNAISE DES EAUX) et d'autres les rejoignent. Ainsi, RWE a pris le contrôle de THAMES WATER au Royaume-Uni, illustrant, en l'espèce, la concrétisation du concept de "multi-utility", c'est-à-dire l'enrichissement du métier d'électricien avec un portefeuille de services collectifs, y compris hors du domaine de l'énergie (eau).

Les groupes ENI, IBERDROLA et GALP ENERGIE ont scellé une association industrielle visant à promouvoir les synergies multi-énergies (électricité, pétrole, gaz).

ENEL s'inscrit dans ce mouvement de diversification en ayant pris le contrôle du groupe de télécommunications INFOSTRADA.

En France, EDF est entrée dans le capital du groupe DALKIA, développant une stratégie identique d'"offre globale", qui vise à fournir, au-delà de l'énergie, des services associés à l'optimisation de la chaîne énergétique auprès des grands clients. Le Conseil de la concurrence a veillé à ce que cette opération ne bénéficie pas du caractère monopolistique d'EDF sur le marché des clients non éligibles.

## B. Le marché et ses intermédiaires

La surcapacité demeure la caractéristique majeure du parc de production, particulièrement sur la *plaque continentale*. Même si cette surcapacité est très inégalement répartie, elle pèsera durablement sur le marché, au rythme actuel de croissance de la consommation. Si elle peut favoriser la baisse des prix, elle rend plus difficile l'arrivée de nouveaux entrants qui fonderaient leur stratégie sur l'installation de nouveaux moyens de production.

D'autre part, aucun progrès technique significatif ne semble pouvoir être escompté à horizon prévisible.

De ce fait, en dehors des restructurations décrites plus haut qui permettent d'acquérir des parts de marché, le marché de gros, le développement de bourses qui en sont le support, les activités d'achat pour revente et de courtage apparaissent parmi les vecteurs essentiels du développement de la concurrence.

### 1. Les bourses européennes

L'ouverture des marchés électriques à la concurrence s'accompagne généralement de la mise en place de marchés de gros de l'électricité sur lesquels interviennent, de façon privilégiée, les fournisseurs et les traders plutôt que les consommateurs eux-mêmes.

Deux types de marchés de gros existent :

- les *pools* obligatoires, sur lesquels toutes les transactions doivent être opérées, dans le but d'établir un appel optimal des moyens de production, suivant la règle du "mieux disant", face à une demande agrégée ;
- les bourses d'échanges qui permettent principalement aux fournisseurs et aux traders de réaliser des transactions afin d'améliorer le coût de la fourniture ; elles autorisent les contrats bilatéraux entre fournisseurs et consommateurs, contrairement au pool.

Les *pools* relèvent d'une démarche publique volontariste pour gérer le plus rationnellement possible l'appel des moyens de production, alors que les bourses relèvent plutôt d'initiatives privées et laissent les acteurs du marché de gros totalement libres de leurs interventions.

Plusieurs pays européens (Royaume-Uni, Allemagne, Pays-Bas, Scandinavie)<sup>(1)</sup> ont mis en place ou s'appêtent à ouvrir (France, Italie) des bourses d'échanges quotidiens d'électricité, en général facultatives, permettant de disposer d'un indice des prix de gros de l'électricité. Depuis la suppression du pool britannique en mars 2001, seule l'Espagne conserve une organisation de son marché de gros de l'électricité sous la forme d'un pool obligatoire (OMEL).

## 2. Courtiers et négociants

Avec la libéralisation des marchés de gros et la mise en place de l'accès des tiers au réseau, de nouveaux acteurs sont apparus et ont développé leurs activités sur les marchés de l'électricité : les courtiers (brokers) et les négociants (traders).

Les courtiers interviennent en tant qu'intermédiaires "purs" entre vendeurs et acheteurs et perçoivent un pourcentage de la valeur des transactions traitées. Ils offrent leurs services d'intermédiation aussi bien dans le cadre de contrats bilatéraux que d'échanges sur des bourses de l'électricité.

Les négociants, quant à eux, assument une fonction de négoce (achat d'électricité en gros et revente de produits standardisés) en relation avec des fournisseurs et des distributeurs d'électricité, mais aussi des clients éligibles et d'autres traders. Toutefois, leurs activités ne se limitent pas au négoce. Ils proposent également des produits sophistiqués ou "sur-mesure", exploitent des opportunités d'arbitrage (écarts de prix entre zones et/ou entre production propre et prix de marché), offrent des services de gestion de portefeuille et de gestion de risques, prennent enfin des positions ouvertes à échéance donnée en pariant sur des variations de prix.

Les activités de négoce (trading) et de courtage (brokerage) sont particulièrement développées sur les marchés libéralisés de longue date comme en Scandinavie ou au Royaume-Uni. Cependant, les sociétés aujourd'hui bien implantées dans ces régions ont commencé à développer leurs activités dans le reste de l'Europe, y compris, depuis un an, sur le marché français. En outre, l'ensemble des opérateurs historiques ont créé des filiales de trading qui sont actives dans leur pays d'origine mais aussi, de plus en plus, hors de leurs frontières (hormis EDF Trading qui n'est pas autorisée à intervenir sur le marché français suite à une décision de la Commission Européenne).

Les volumes négociés au niveau européen ont cru de façon importante en l'an 2000, notamment en Allemagne où ils ont quadruplé (pour atteindre 972 TWh soit l'équivalent de deux fois la consommation d'électricité allemande).

Un certain nombre d'acteurs dominant aujourd'hui le marché du négoce en Europe. Parmi eux, on peut notamment citer Enron, EDF Trading, ENDESA Trading, ELECTRABEL, E.ON, RWE, TXU Europe, ATEL, SKM Energy Brokers. Les volumes traités par ces acteurs sont très importants en comparaison avec la production française (500 TWh). Ainsi, en 2000, Enron a négocié un volume de 241 TWh en Scandinavie et au Royaume-Uni, TXU Europe de 600 TWh (dont 300 au Royaume-Uni, 100 en Europe Centrale et 200 sur le *NordPool*), et SKM Energy Brokers de 300 TWh environ sur le *NordPool*.

2 Volumes de Trading sur les principaux marchés européens (TWh) en 2000

Scandinavie	2 072
Allemagne	972
Grande-Bretagne	655
Espagne	181
Pays-Bas	79
Italie	10
France	Non significatif
<i>(Source : Prospex Research)</i>	



Les activités de négoce (trading) et de courtage (brokerage) sont particulièrement développées sur les marchés libéralisés de longue date comme en Scandinavie ou au Royaume-Uni

(1) Malgré son nom, le "Nordpool" est en effet une bourse et non un pool obligatoire.



Les progrès dans  
la construction  
d'un marché  
européen  
reposent  
aujourd'hui  
principalement  
sur les progrès  
de sa régulation

## II. La lente marche vers un réseau européen

Les progrès techniques concernant les réseaux sont lents. Seule la construction d'infrastructures nouvelles, améliorant les *interconnexions* ou les capacités, là où elles sont insuffisantes, est de nature à parachever la création d'un réel réseau, donc d'un vrai marché unique européen.

Aussi, les progrès dans la construction d'un marché européen reposent-ils aujourd'hui principalement sur les progrès de sa régulation.

### A. L'accès aux réseaux nationaux

Les objectifs retenus par les législateurs nationaux n'ont pas empêché que des comportements discriminatoires se manifestent dans divers pays.

Ils peuvent tenir à de simples retards dans la mise en œuvre de la loi : en Belgique, le processus de désignation du *gestionnaire du réseau de transport* n'est pas achevé.

En Italie, le gestionnaire du réseau de transport peut faire commerce d'électricité, et est donc soumis à la tentation de gérer le réseau en fonction de ses propres intérêts, notamment pour l'attribution des droits d'accès aux interconnexions.

Plus grave, en Allemagne, seul pays qui n'a pas encore créé un régulateur spécialisé, chaque producteur est actionnaire unique ou dominant d'une ou plusieurs filiales gestionnaires d'une fraction de réseau de transport, auquel l'accès est négocié. Le Bundes-Kartellamt (BKA), autorité de concurrence en charge du règlement des différends nés du refus d'accès aux réseaux, vient de reconnaître (rapport du 19 avril 2001) que "de nombreuses plaintes (...) indiquent que des obstacles entravant l'introduction de la concurrence demeurent". Le BKA souligne que, faute de moyens, lui-même et les autorités régionales ne peuvent pas traiter chaque refus ou difficulté d'accès, et se bornent à traiter des cas types dans l'espoir qu'ils feront jurisprudence. De nombreuses autorités de concurrence régionales ont ainsi adopté une position de principe contre la pratique de la taxation du changement de fournisseur destinée à entraver la liberté de choix. Le BKA souligne également qu'il n'est pas en mesure de contrôler les prix d'accès aux réseaux, qui lui semblent excessivement élevés et reposer sur des coûts difficilement contrôlables. Le BKA s'interroge enfin sur l'adéquation de ses pouvoirs à sa mission.

Ces quelques exemples montrent que le statut juridique du *GRT* ne suffit pas à assurer l'accès effectif aux réseaux : il faut en effet que cet accès soit réglementé, que le gestionnaire de réseau soit cantonné à cette seule activité, qu'il bénéficie de garanties réelles d'indépendance, et que, enfin, et surtout, soit créé un régulateur du marché indépendant, doté des pouvoirs et des moyens nécessaires à l'exercice de ses fonctions.

### B. Le réseau européen

Sa structure n'a connu aucune modification tangible au cours des douze derniers mois. Les évolutions constatées ou en cours portent donc sur son fonctionnement.

#### 1. Le régime des échanges transfrontaliers

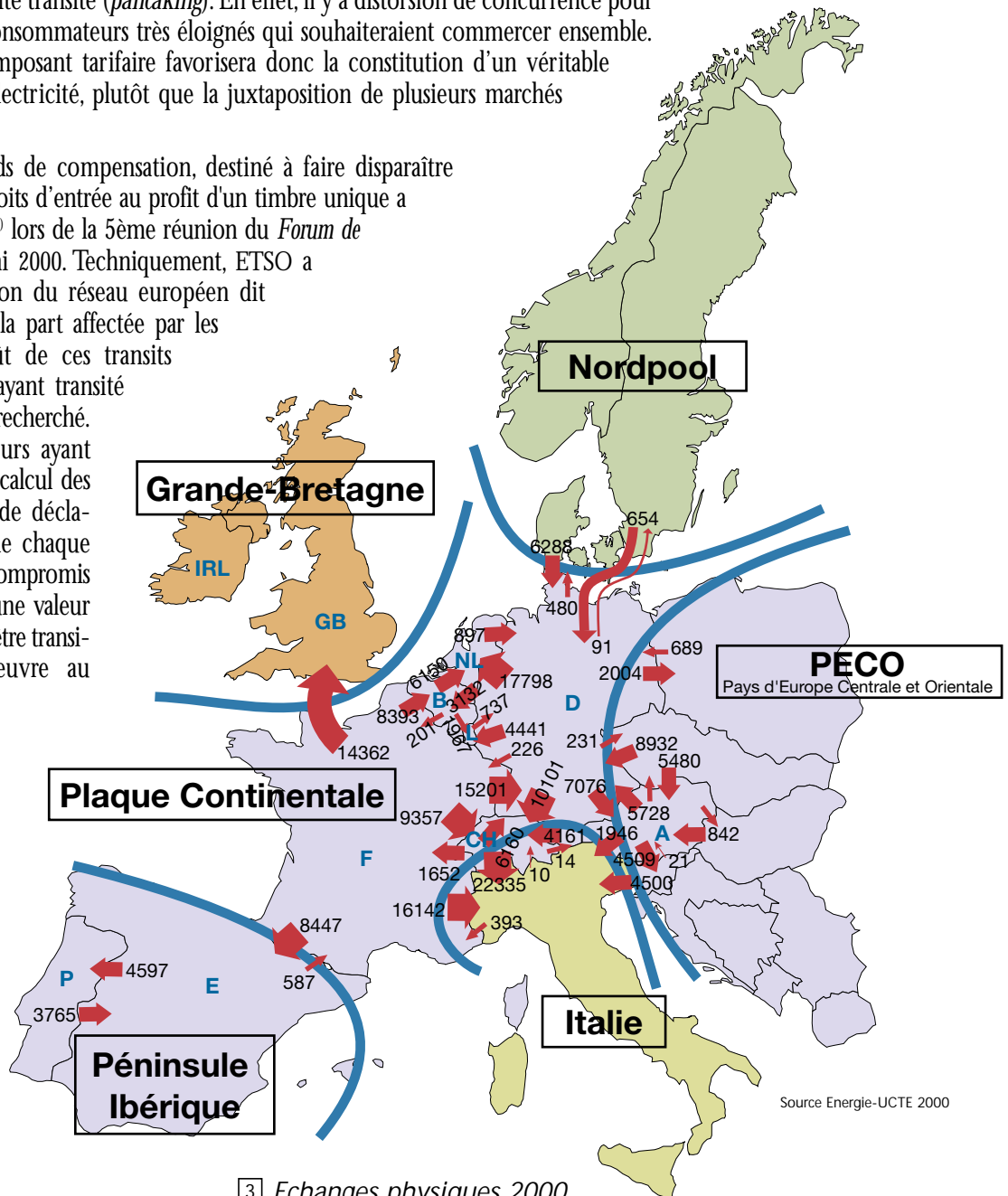
Les échanges internationaux d'électricité engendrent des flux d'énergie multidirectionnels à travers le réseau européen interconnecté. Les gestionnaires de réseau de transport européens appellent "*transits purs*" ces flux qui traversent leur réseau, sans y être injectés ou en être soutirés. Les coûts associés aux transits purs, quoique difficiles à estimer individuellement, ne sont pas négligeables. Ils sont actuellement recouverts par les gestionnaires de réseau de transport au moyen d'un "droit d'entrée" au passage de la frontière dans la plupart des pays.

Des travaux ont été conduits pour éliminer ce "droit d'entrée", afin d'éviter que le total du prix du transport dans les échanges transfrontaliers n'augmente avec le nombre de pays à

travers lesquels l'électricité transite (*pancaking*). En effet, il y a distorsion de concurrence pour les producteurs et les consommateurs très éloignés qui souhaiteraient commercer ensemble. L'élimination de ce composant tarifaire favorisera donc la constitution d'un véritable marché intérieur de l'électricité, plutôt que la juxtaposition de plusieurs marchés "régionaux".

Un mécanisme de fonds de compensation, destiné à faire disparaître l'accumulation de ces droits d'entrée au profit d'un timbre unique a été présenté par ETSO<sup>(2)</sup> lors de la 5ème réunion du *Forum de Florence* les 30 et 31 mai 2000. Techniquement, ETSO a procédé à une évaluation du réseau européen dit "horizontal"<sup>(3)</sup>, puis de la part affectée par les transits purs<sup>(4)</sup>. Le coût de ces transits rapporté aux volumes ayant transité conduit au coût unitaire recherché. De nombreux régulateurs ayant contesté la méthode de calcul des coûts (un empilement de déclarations, non vérifiées, de chaque GRT), une position de compromis a été trouvée autour d'une valeur de 2 €/MWh, qui devait être transitoirement mise en œuvre au 1er janvier 2001 pour une période d'un an. En effet, en application du principe de subsidiarité, chaque Etat Membre était libre d'instaurer les modalités de prélèvement de son choix. Le délai d'un an aurait été utilisé pour définir un système à la fois pérenne et économiquement plus pertinent.

La Commission Européenne, constatant alors que deux Etats Membres, la Belgique et l'Allemagne, s'apprêtaient à instaurer ce que la Commission a estimé être une taxe à l'exportation sur chaque transaction, qu'elle a jugée incompatible avec les règles du droit de la concurrence, a bloqué le processus. Elle a, par la suite, échoué à convaincre ces pays de modifier leur position, sans avoir tenté d'utiliser les instruments contraignants de l'arsenal juridique à sa disposition. Elle a ensuite proposé de traiter cette question par la voie d'un règlement européen. Le Forum de Florence, les 7 et 8 mai 2001, a confirmé l'intérêt du système transitoire, compte tenu des progrès considérables qu'il comporte par rapport au système actuel. Seule l'Allemagne maintient son opposition. La mise en place de ce système pourrait maintenant intervenir au 1er septembre 2001.



3 Echanges physiques 2000  
(Flux d'énergie en GWh)

(2) ETSO (European Transmission System Operators) regroupe les gestionnaires de réseaux de transport (GRT) de la plaque UCTE (Union pour la Coordination du Transport de l'Electricité).

(3) Le réseau horizontal est celui supportant les échanges internationaux, composé donc essentiellement des lignes à haute tension (440 et 225 kVA en France).

(4) Leur définition mathématique est transcrite par:  $\text{Min}(\text{IMP}, \text{EXP})$ . Il s'agit de flux physiques et non commerciaux.

Située au centre  
de la plaque  
électrique  
européenne, la  
France joue un  
rôle crucial dans  
le développement  
des échanges

La réalisation de  
nouvelles  
infrastructures  
prendra encore  
du temps

## 2. L'accès aux interconnexions entre la France et ses voisins européens

Située au centre de la plaque électrique européenne, la France joue un rôle crucial dans le développement des échanges : tout ou partie des échanges de la Grande-Bretagne, de l'Italie et de la péninsule ibérique doit transiter par son territoire.

La CRE a donc naturellement été conduite à superviser de façon prioritaire la définition de règles d'accès aux interconnexions entre la France et les pays voisins, en tenant compte d'une situation contrastée.

Il n'existe en effet aucune *congestion* entre l'étranger et la France, ce qui garantit à tous les fournisseurs étrangers qu'ils pourront effectivement approvisionner des clients en France ou entrer en France pour livrer à l'étranger. En revanche, la situation sur les frontières entre le territoire français et l'étranger est variée. Aux frontières italiennes et espagnoles, la congestion est permanente. Elle est rare voire inexistante ailleurs.

### *La frontière franco-italienne*

Le 3 août 2000, le régulateur italien, sans concertation préalable avec les régulateurs ou administrations de l'énergie des pays voisins, notamment français et suisse, a adopté une délibération (140/00) instaurant un système d'enchères explicites pour allouer pendant l'année 2001 les capacités de transit entre l'Italie et les pays voisins. La mise en œuvre de cette délibération posait plusieurs problèmes aux pays voisins de l'Italie. Il s'agissait notamment de la gestion unilatérale par l'opérateur de réseau italien des mécanismes d'enchères et surtout la répartition des capacités d'interconnexion à raison de 2100 MW vers la France et 3000 MW vers la Suisse (valeurs hivernales). Cette répartition ne paraissait pouvoir être fondée ni sur le dimensionnement des capacités de transmission dans les différents pays (il est plus important du côté français que du côté suisse), ni sur les flux physiques effectivement constatés en 1999 et 2000, qui correspondaient à des flux commerciaux pouvant atteindre 2600 MW entre la France et l'Italie. En vue de mettre fin à ce qui lui semblait être une limitation arbitraire de la capacité de transit de la France vers l'Italie, la CRE a entrepris des démarches auprès du régulateur italien, parallèlement à celles que RTE avait engagées auprès de son homologue italien GRTN (Gestore de la Rete di Transmissione Nazionale). Devant l'insuccès de ces démarches, la CRE a décidé d'adopter à son tour des mesures unilatérales.

En décembre 2000, la CRE demandait au RTE "de mettre à disposition des opérateurs intéressés une capacité de transit garantie sur l'interconnexion France/Italie, selon une procédure transparente et équitable" <sup>(5)</sup>. La possibilité d'une allocation au prorata des demandes était reconnue en cas d'excédent de leur volume par rapport à la capacité disponible. Dès le 1er mars de cette année, 2 400 MW ont donc été attribués, côté français, à 46 clients, dont 545 MW au prorata des demandes. Bien que regrettant le manque de coordination des deux gestionnaires de réseau, de part et d'autre de la frontière, ainsi que leur désaccord persistant sur la capacité disponible de l'interconnexion, la CRE est satisfaite des principes généraux d'attribution adoptés par RTE et du déroulement de la procédure, cette dernière ayant été complétée, à partir du 23 avril 2001, par un mécanisme journalier de ré-attribution des capacités restituées, auquel dix-sept clients participent régulièrement. La CRE suit attentivement l'évolution des discussions entre les deux gestionnaires de réseaux français et italien et attend beaucoup du prochain groupe de travail mis en place entre les deux opérateurs. Elle estime que le niveau de 2400 MW reste inférieur à la capacité de transit entre la France et l'Italie et que ce niveau devra, d'une façon ou d'une autre, être accru dès 2002.

### *La frontière franco-espagnole*

Malgré des améliorations quantitatives récentes obtenues grâce à la coopération technique accrue entre RTE et REE (*Red Eléctrica de España*), la capacité nette de transit entre la France et l'Espagne reste limitée à 1100 MW vers l'Espagne et à 1000 MW en provenance de l'Espagne. Cette capacité est insuffisante au regard du volume d'échanges souhaité par les opérateurs actifs sur les marchés électriques dans les deux pays. La réalisation de nouvelles

(5) Délibération du 14 décembre 2000.

infrastructures prendra encore du temps, notamment du fait des difficultés de détermination d'un tracé réunissant un consensus suffisant. Les projets d'amélioration technique des lignes existantes (tension mécanique des conducteurs, changement de conducteurs, installation de transformateurs déphaseurs pour simplifier les opérations manuelles des exploitants) n'ont pas encore fait l'objet d'accord entre RTE et REE. Il faudra vraisemblablement attendre jusqu'à mi-2002 pour de nouvelles améliorations, dont l'effet restera modeste.

Il est donc nécessaire d'améliorer les conditions d'attribution des capacités de transit disponibles pour obtenir une meilleure efficacité économique. A cet effet, la mise en place d'un mécanisme d'attribution par enchères explicites, analogue à celui en vigueur avec la Grande-Bretagne, est envisagée actuellement par les deux GRT. Sous réserve de l'examen des dispositions détaillées, que les deux GRT sont en train de mettre au point, la CRE est favorable au principe d'un tel mécanisme. Celui-ci constituerait un progrès dans la transparence et l'efficacité du fonctionnement de l'interconnexion franco-espagnole. Sur la base de l'expérience du fonctionnement du mécanisme en vigueur pour l'interconnexion avec la Grande Bretagne, la CRE estime que les opérateurs ne devraient pas avoir de difficulté à intégrer un tel mécanisme dans la gestion de leurs transactions transfrontalières. Sa mise en œuvre effective dépend toutefois d'ajustements, encore en cours, de la législation espagnole et devrait pouvoir être soumise à l'approbation préalable des régulateurs avant la fin de l'année.

#### *L'interconnexion France/Angleterre (IFA)*

Cette interconnexion, d'une capacité de 2000 MW en courant continu, était exclusivement utilisée par EDF pour exporter en Grande-Bretagne, jusqu'au 31 mars 2001. Les principaux termes du nouveau processus d'allocation des capacités conjointement mis en œuvre par RTE et NGC<sup>(6)</sup> ont été les suivants :

- 650 MW ont été alloués, dans le sens France/Angleterre, par des contrats de trois ans obtenus après appel d'offres,
- un mécanisme d'enchères annuelles a alloué 323 MW dans le sens France/Angleterre et 100 MW dans le sens Angleterre/France,
- le solde est alloué par le biais d'un mécanisme d'enchères journalières en place depuis le 1er avril 2001.

La possibilité de revendre, dans les enchères annuelles et journalières, les capacités acquises soit dans une enchère précédente, soit au titre des contrats à trois ans, est désormais offerte. Le principe de "use it or lose it" étant appliqué, les capacités non utilisées sont donc revendues. Si les incertitudes engendrées par la mise en place de NETA<sup>(7)</sup> continuent d'influencer le comportement des opérateurs, elles ne remettent pas en cause la réussite de l'opération. Les deux gestionnaires de réseau se sont coordonnés pour l'organisation des enchères, que la Commission Européenne a elle-même qualifiée de "pas important sur la voie d'un marché de l'électricité intégré et plus compétitif dans l'UE".

#### *La règle du "1<sup>er</sup> arrivé, 1<sup>er</sup> servi<sup>(8)</sup>" dans la gestion des autres interconnexions*

Sur les frontières pour lesquelles il n'existe pas de mécanisme d'enchères coordonnées en raison de l'absence de congestions autres qu'accidentelles (quelques jours par an), l'application de la règle "1<sup>er</sup> arrivé, 1<sup>er</sup> servi" autorise à imputer un surcoût aux titulaires de contrats considérés comme responsables de l'apparition d'une congestion à une frontière. Certains opérateurs contestent cette pratique qu'ils jugent incompatible avec les principes de transparence et de non discrimination, puisqu'elle conduit, en effet, à faire payer le même service de transport à un prix différent selon les utilisateurs, le dernier arrivé payant davantage que les autres, alors que l'ensemble des acteurs contribue, selon eux, à l'apparition de la congestion.



**L'application de la règle "1<sup>er</sup> arrivé, 1<sup>er</sup> servi" autorise à imputer un surcoût aux titulaires de contrats considérés comme responsables de l'apparition d'une congestion à une frontière**

(6) National Grid Company, gestionnaire du réseau de transport britannique.

(7) NETA : New Electricity Trading Agreement, organisation du marché ayant remplacé le "pool" depuis début avril 2001.

(8) L'ordre de priorité est défini par la date de signature des contrats d'accès au réseau.



Les utilisateurs des réseaux semblent relativement satisfaits des travaux conduits entre gestionnaires de réseaux et entre régulateurs

Dans leur majorité, les GRT européens proposent une *NTC*<sup>(9)</sup> de référence et mutualisent entre tous leurs utilisateurs, par l'application de leurs tarifs, les éventuels coûts de redispatching apparaissant en cas de congestion occasionnelle. Lorsque toute la capacité a été allouée, aucun passage n'est accepté. RTE alloue, pour sa part, une capacité supplémentaire non garantie, au-delà de la capacité affichée. Il appartient à l'utilisateur de mesurer le risque d'utilisation de cette capacité non garantie, certes plus élevé que dans le premier cas. Ce système présente l'avantage de ne pas limiter ex ante la capacité allouable aux interconnexions<sup>(10)</sup>. Il est dans la ligne de l'objectif de réalisation d'un marché de l'électricité à la fois plus fluide et plus concurrentiel. Dans ce cadre, faire payer les coûts de congestion, dont l'apparition est aléatoire, à l'ensemble des utilisateurs, au prorata de leur utilisation, ou par RTE en les intégrant à ses frais généraux, ne semble pas une solution bien adaptée au contrôle de la congestion. Elle conduirait à reporter le risque pris par les "derniers arrivés", soit sur les autres utilisateurs présents dans la situation de congestion, soit par mutualisation sur tous les utilisateurs sans exception. Une telle solution ne refléterait pas correctement les coûts des congestions. RTE a donc décidé d'imputer aux utilisateurs de cette capacité supplémentaire la totalité des coûts qu'ils génèrent.

Le risque encouru s'élève avec le manque de visibilité sur le prix définitif que les utilisateurs auront à payer, lesquels souhaitent donc connaître précisément les coûts ex ante.

Cette demande est difficile à satisfaire, puisqu'un gestionnaire de réseau a besoin d'éléments, relatifs aux transits et au plan de production pour le jour J concerné, fiables et précis, et avec autant d'anticipation que celle désirée par les acteurs pour prendre leurs propres décisions. Tout gestionnaire sait en effet donner une estimation du coût d'une bande supplémentaire de capacité<sup>(11)</sup> mais pas le niveau de la demande de capacité supplémentaire de (J-2) pour J (soit le niveau du surcoût réel). De ce fait, l'extrême variabilité de l'écart entre le coût de congestion prévisionnel de (J-2) et le coût de congestion réel publié en (J-1) est difficile à réduire.

La CRE a toutefois incité RTE à améliorer l'information communiquée aux opérateurs, tant qualitativement que quantitativement, afin de leur permettre de procéder à une meilleure appréciation de leurs risques.

Les utilisateurs des réseaux semblent relativement satisfaits des travaux conduits entre gestionnaires de réseaux et entre régulateurs, en liaison avec les premiers. A l'exception d'un recours engagé en Italie contre une première définition des règles d'accès à l'interconnexion donnée par le régulateur italien et suspendue par la juridiction administrative, aucun régulateur n'a, à ce jour, eu à se prononcer sur les difficultés d'accès.

La méthode utilisée – concertation au sein d'ETSO et du *CEER (Council of European Energy Regulators)*, consultation des opérateurs, choix techniques proposés par les GRT et soumis aux régulateurs pour vérifier leur adéquation aux règles gouvernant le marché – a donc fait ses preuves.

### 3. Le projet de règlement proposé par la Commission européenne pour les échanges transfrontaliers d'électricité

La Commission Européenne a proposé l'adoption d'un règlement sur les conditions d'accès au réseau pour les échanges transfrontaliers. Elle le fonde sur ce qu'elle qualifie d'échec du processus de Florence.

Il convient de rappeler, comme indiqué précédemment, que le Forum de Florence était parvenu à un consensus pour définir les règles provisoires, immédiatement applicables, d'un mécanisme de compensation des coûts associés aux transits, laissant à chaque État Membre le soin d'en définir les modalités d'application, l'objectif étant de les remplacer dès que possible par des règles définitives. Constatant que deux États Membres (Allemagne et Belgique) se proposaient de mettre en place ce qu'elle a jugé être une taxe à l'exportation, la Commission

(9) *NTC* : Net Transfer Capacity, capacité nette d'interconnexion (solde des flux de part et d'autre d'une frontière).

(10) Sous réserve des contraintes de sécurité.

(11) Obtenue par combinaison de moyens nécessaires à une augmentation de la capacité de transit, sélectionnés selon un critère de moindre coût.

Européenne n'a pas souhaité valider l'ensemble du système après avoir échoué à convaincre les deux Etats Membres, bien qu'il représente un progrès significatif par rapport à la situation actuelle.

L'ouverture des marchés ayant, jusqu'à présent, reposé uniquement sur des directives, notamment en ce qui concerne les transits, la CRE estime suffisant un fonctionnement souple de la coordination communautaire, auquel la Commission Européenne peut contribuer sur la base des pouvoirs qu'elle détient d'ores et déjà. Dans cette perspective, la nécessité d'un règlement n'est pas démontrée, d'autant que désormais seule l'Allemagne s'oppose au mécanisme transitoire

En tout état de cause, la logique du système implique que le projet de Directive (cf. IV p. 15) soit adopté avant le Règlement. Si le principe de pouvoirs harmonisés des régulateurs n'est pas acquis, l'harmonisation de règles communautaires de transit et d'interconnexion restera un objectif inaccessible, ce qui imposerait une implication accrue de la Commission Européenne dans la gestion opérationnelle du système électrique européen, en totale contradiction avec les objectifs affichés.

Le Comité de réglementation, dont la création est envisagée, devrait, en tout état de cause, n'être composé que de régulateurs nationaux, principe qui n'est pas clairement précisé par la Commission Européenne. A défaut, l'hétérogénéité des pouvoirs des représentants y siégeant empêcherait d'orienter efficacement l'action communautaire. Ce sont les raisons pour lesquelles le CEER a pris une position très réservée sur ce règlement.

En ce qui concerne les transits, la CRE estime suffisant un fonctionnement souple de la coordination communautaire, auquel la Commission Européenne peut contribuer sur la base des pouvoirs qu'elle détient d'ores et déjà

### III. Les effets de l'ouverture des marchés

La CRE considère que les principaux effets de l'ouverture ne doivent pas être appréciés à partir de la seule structure de l'offre : la pluralité de producteurs installés sur un territoire national donné n'est qu'une des conditions du développement de la concurrence. Au demeurant, la construction progressive d'un réseau européen, l'adoption d'une tarification de l'utilisation des réseaux indépendante de la distance, la suppression des barrières aux frontières, rendent plus pertinente l'analyse de la position des opérateurs au plan européen plutôt que sur leur marché domestique. Pour la CRE, le but réel de l'ouverture reste la satisfaction du consommateur au travers du meilleur rapport qualité/prix.

Deux instruments permettent de mieux mesurer les effets de l'ouverture : le premier est l'appréciation de la contestabilité du marché, le second est l'observation de l'évolution des prix.

La contestabilité d'un marché doit être appréciée tant au niveau des fournisseurs (peuvent-ils sans barrière prospecter des clients?) qu'à celui des consommateurs (peuvent-ils librement rechercher un fournisseur alternatif?). Il n'existe malheureusement aucune étude objective généralisée à l'Europe de cette contestabilité, dont les éléments clés sont les conditions d'accès au réseau, l'organisation des compartiments du marché (bourse ou pool, possibilité d'accès des intermédiaires, règles de contractualisation, accès à l'information...), et l'existence d'un régulateur nanti d'un noyau dur de compétences nécessaires à une régulation efficace du marché.

L'observation de l'évolution des prix est encore plus délicate, car il n'existe aujourd'hui aucun indice de prix fiable, reflétant l'évolution réelle des prix de marché en termes quantifiés établis de façon objective.

#### 1. Les prix sur les marchés spot

Les prix quotidiens affichés par les pools ou les bourses sont le reflet des conditions de l'équilibre offre/demande des marchés ; ils sont très volatils, puisqu'ils subissent les aléas technico-économiques affectant le secteur de la production : aléas climatiques, aléas techniques sur la disponibilité des équipements, variations des prix des combustibles fossiles, variation de la demande...

Pour la CRE, le but réel de l'ouverture reste la satisfaction du consommateur au travers du meilleur rapport qualité / prix

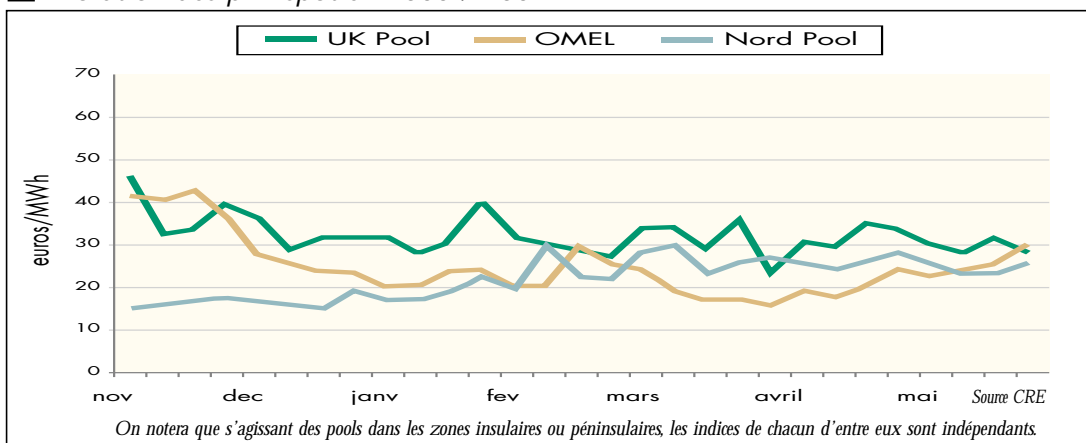
On peut escompter une certaine cohérence entre les prix de la part énergie, pratiqués auprès des grands clients industriels, et les cotations opérées par les bourses, sur des produits de type "ruban annuel"

Les graphiques ci-après retracent l'évolution des prix sur les principaux pools et les principales bourses fonctionnant en Europe. Ils mettent en évidence de grandes disparités sur les prix de gros entre les différentes places de marché et montrent qu'en raison de la faiblesse des interconnexions le secteur électrique européen est, pour l'instant, composé de différents marchés ayant des interactions encore très faibles entre eux.

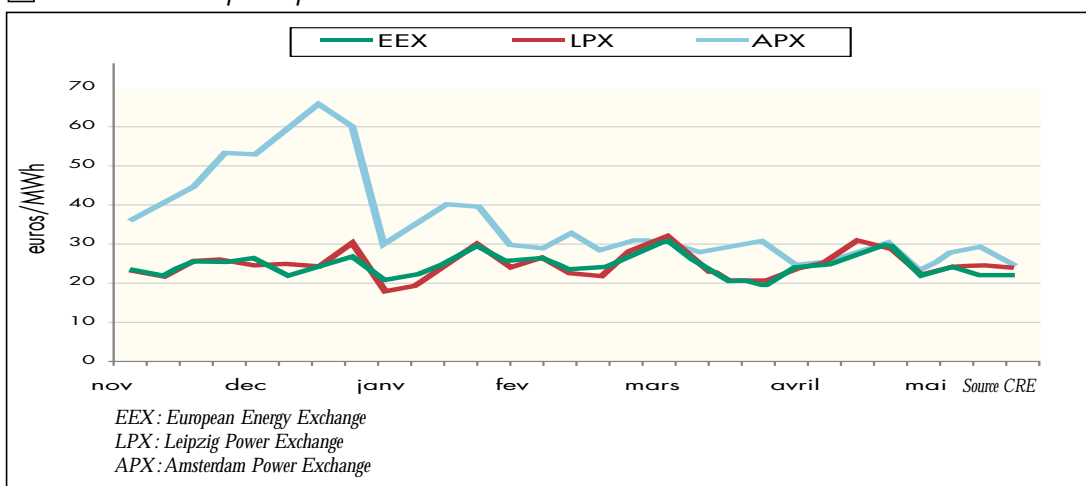
Au-delà de la volatilité intrinsèque de ces prix, des évolutions peuvent s'expliquer par le jeu d'autres facteurs. Ainsi une année sèche, réduisant la production hydraulique, et s'ajoutant à l'insuffisance des moyens de production, a entraîné une hausse des prix sur le Nordpool. En Espagne, un hiver pluvieux favorisant la production hydraulique a entraîné une baisse des prix sur le marché de l'électricité espagnol OMEL.

Il ne semble pas y avoir pour l'instant de relations directes entre les prix constatés chaque jour sur les pools et les bourses et les offres commerciales faites par les fournisseurs à leurs clients sur le marché *OTC*. En revanche, on peut escompter une certaine cohérence entre les prix de la part énergie, pratiqués auprès des grands clients industriels, et les cotations opérées par les bourses, sur des produits de type "ruban annuel".

4 Evolution des prix spot en 2000 / 2001



5 Evolution des prix spot en 2000 / 2001



## 2. Les indices de prix

Il est difficile d'établir des comparaisons de prix entre pays et de constituer des indices de prix pour l'ensemble du marché.

L'existence, dans de nombreux pays, de segments de marché non encore ouverts à la concurrence et, en conséquence, où le prix de la fourniture est tarifé par les pouvoirs publics, prive de signification économique les indices ou comparaisons qui mélangent tarifs et prix de marché.

Pour ces derniers, l'accès à l'information est délicat. Celle qui est donnée par les fournisseurs (producteurs ou négociants) peut ne pas toujours répondre aux exigences d'objectivité. La meilleure méthode de collecte est celle du sondage sur un échantillon de clients, mais les plus importants répugnent souvent à révéler les prix qu'ils ont pu obtenir.

Encore faut-il, dans tous les cas, comparer ce qui peut l'être. Si les courbes de charge des consommateurs individuels sont, sous réserve des facteurs climatiques, relativement homogènes, il n'en va pas de même pour les utilisateurs industriels. La variété des situations entraîne celle des conditions commerciales de fourniture, donc de prix. La seule comparaison fiable est celle qui devrait être faite entre unités industrielles de même taille d'un même secteur d'activité dans plusieurs pays.

Enfin, chaque pays utilise le nombre de kWh livrés ou consommés comme base de divers prélèvements obligatoires, nationaux ou locaux. Les taxes locales peuvent varier significativement d'une collectivité à une autre.

Au total, la comparaison et le suivi de l'évolution des prix de l'électricité s'avèrent délicats. Aucun des indices actuellement disponibles ne surmonte en totalité les différentes difficultés mentionnées.

Devant le caractère limité des outils existants, il serait souhaitable que la Commission Européenne consacre ses efforts à la mise en place d'outils de mesure des effets réels de l'ouverture des marchés sur les prix, en liaison avec les consommateurs, les fournisseurs et les régulateurs.

#### IV. Le projet de directive

La CRE a été associée par le gouvernement, conformément à l'article 31 de la loi du 10 février 2000, à la préparation de la position française en vue de la discussion du nouveau projet de directive sur les marchés de l'électricité et du gaz.

L'harmonisation des règles d'accès aux réseaux, l'obligation de créer un régulateur spécifique, la définition d'un socle de pouvoirs communs aux régulateurs, constitueraient des évolutions très positives au plan européen, la France étant d'ores et déjà en conformité avec ces exigences. La séparation juridique (transformation en société distincte) ou de propriété (abandon de tout lien capitalistique avec les producteurs ou fournisseurs), envisagée pour les gestionnaires de réseaux, constituerait, pour la France, une nouvelle étape d'une évolution largement engagée dans les faits pour RTE. Elle serait plus complexe à mettre en œuvre pour la distribution et apparaît d'un intérêt limité pour les distributeurs de petite taille. Elle rendrait nécessaire une évolution de l'organisation pour la distribution d'EDF. La position prise sur le projet de directive par le CEER rejoint largement celle de la CRE.

L'harmonisation des règles d'accès aux réseaux, l'obligation de créer un régulateur spécifique, la définition d'un socle de pouvoirs communs aux régulateurs, constitueraient des évolutions très positives au plan européen

#### 6 Proposition de directive du Parlement européen et du Conseil modifiant les directives 96/92/CE et 98/30/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité et du gaz naturel (Proposition de la Commission - 13 mars 2001)

*La proposition de directive apporte cinq modifications majeures à la directive 96/92/CE concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité :*

1. Reconnaissance de l'éligibilité pour l'ensemble des consommateurs non domestiques au 1er janvier 2003, et à l'ensemble des clients au 1er janvier 2005 au plus tard (article 1er-17).
2. Indépendance des gestionnaires des réseaux de transport et de distribution par rapport aux autres activités non liées respectivement au transport et à la distribution, au moins "sur le plan de la forme juridique, de l'organisation et de la prise de décision" (article 1er-8 et -11).
3. Caractère obligatoire de l'accès des tiers au réseau régulé et

*suppression des options "accès des tiers négocié" et "acheteur unique" (article 1er-15 et -16).*

4. Suppression, pour la construction de nouvelles installations de production, de la possibilité de choix entre un système d'autorisation et un système d'appel d'offres ; un appel d'offres ne pourrait être organisé que "si la capacité de production en construction sur la base de la procédure d'autorisation n'est pas suffisante pour garantir la sécurité d'approvisionnement".
5. Obligation de créer une autorité de régulation sectorielle et indépendante, dotée d'un socle de compétences communes, notamment en matière de fixation ou d'approbation des tarifs d'utilisation des réseaux, des règles d'attribution des capacités d'interconnexion et de définition des conditions de connexions et d'accès aux réseaux (article 1er-19).



Les fréquentes ruptures d'approvisionnement, les fortes augmentations de prix et la faillite des deux principaux distributeurs de l'Etat témoignent de la gravité de la crise électrique que connaît l'Etat le plus peuplé et le plus riche des Etats-Unis qui, en outre, a été précurseur dans l'ouverture de son secteur électrique à la concurrence.

Faute d'avoir pris en compte l'adéquation entre l'offre et la demande d'électricité, les concepteurs de l'ouverture du marché électrique californien ont produit des effets qui sont à l'opposé des objectifs recherchés : baisse des tarifs et amélioration de la qualité de service au consommateur final. La façon dont la région des Etats-Unis la plus à l'avant garde a subi des coupures a été très largement rapportée par les médias et analysée par la presse spécialisée. Quels enseignements peut-on en tirer ?

### Le modèle de marché mis en place

Dans une situation où le prix de l'électricité était le plus élevé des Etats-Unis, la Californie a été le premier Etat à décider l'ouverture en une seule fois de la totalité du marché (loi AB1890 de septembre 1996) et à l'avoir mise en œuvre dès 1998.

Les principales caractéristiques du processus d'ouverture ont été les suivantes :

- mise en place d'un marché de gros CALPX, où les industriels et les compagnies de distribution s'approvisionnent au jour le jour sans possibilité de se fournir ailleurs ;
- création du gestionnaire du réseau de transport, le California Independent System Operator (Cal-Iso), qui doit assurer la sécurité du réseau et les échanges avec les Etats voisins. Il contrôle et exploite 75% des lignes de transport de l'Etat, mais celles-ci ne lui appartiennent pas. C'est un organisme privé, mais à but non lucratif, et placé sous l'autorité de la FERC<sup>(12)</sup> ;
- séparation des activités de production et de distribution pour les trois entreprises privées desservant 85 % de la population de l'Etat : Pacific Gas & Electric (PG&E), Southern California Edison (SCE), San Diego & Electric (SDG&E). Jusqu'à la loi de dérégulation de 1996, ces entreprises étaient intégrées. Elles ont été tenues de vendre au moins 50 % de leurs actifs de production et de placer leurs actifs de transport sous l'autorité de Cal-Iso. Durant la période de transition qui s'achève le 31 mars 2002, ces trois compagnies sont contraintes de vendre la totalité de l'électricité qu'elles génèrent

sur le marché spot CalPx et d'acquiescer la totalité de leurs besoins sur ce même marché ; elles perdent, de plus, le monopole des services auxiliaires (comptage et facturation) ;

- gel des tarifs au consommateur final pour les trois distributeurs jusqu'en mars 2002, en contrepartie de la possibilité qui leur a été accordée de recouvrer des coûts échoués pour un montant qui a été initialement évalué à 26,4 Mds \$ : en réalité SDG&E a récupéré ses coûts échoués dès mai 1999 et a pu ainsi mettre un terme par anticipation au gel de ses tarifs ;
- un secteur de la production indépendante (non intégré aux distributeurs ou aux régions municipales), sans lien avec la clientèle finale et constitué d'un petit nombre d'opérateurs : AES, Reliant, Southern Duke, Destec, Enron... dont les actifs de production proviennent pour l'essentiel de la vente des centrales appartenant initialement aux trois distributeurs et qui représentent 81 % des capacités non intégrées.

Le modèle choisi pour introduire la concurrence se caractérise donc par la mise en place d'un système de bourse journalier et obligatoire pour les distributeurs, qui les prive de toute protection contre la volatilité des prix (absence de contrats de couverture à terme) et qui crée, au moins durant la phase transitoire de cinq ans, une déconnexion entre les prix libres d'approvisionnement des distributeurs sur CalPx et les prix bloqués, payés par leurs consommateurs.

### Le déséquilibre entre l'offre et la demande et ses conséquences

Les ruptures d'approvisionnement du marché électrique californien ont de multiples causes, parmi lesquelles on peut citer :

- une croissance de la consommation électrique plus forte que prévu en raison de la vigueur de la croissance économique et en particulier de l'essor de la nouvelle économie ;
- un parc de centrales existantes vieillissant et présentant des performances de disponibilité de moins en moins bonnes ;
- des conditions climatiques exceptionnelles se traduisant par un été 2000 relativement chaud, sec et suivi par un hiver particulièrement rigoureux, qui touche non seulement la Californie mais plus globalement les Etats de l'Ouest américain, qui contribuent pour une part comprise, selon les années, entre 16 et 27 %, à la couverture de l'approvisionnement électrique de la Californie.

(12) FERC : Federal Energy Regulatory Commission.

A ces éléments, qui ont joué de façon défavorable sur la couverture des besoins électriques, s'est ajoutée une vive tension sur le prix du gaz naturel qui intervient comme combustible pour plus de la moitié des centrales californiennes. Les prix du gaz ont en effet littéralement explosé en 2000 à travers les Etats-Unis, sous l'effet de l'indexation sur le cours du pétrole mais également, en raison de la forte croissance de la demande de gaz à destination du marché électrique. Entre les mois de janvier 2000 et janvier 2001, le prix moyen du gaz aux Etats-Unis est passé de 3,3 à 8,9 dollars/MBtu<sup>(13)</sup> et atteignait plus de 12 dollars au début de cette année en Californie, entraînant une augmentation importante des coûts de production.

Mais ces facteurs n'ont fait qu'anticiper ou aggraver une crise qui apparaissait inéluctable en raison de la grave insuffisance d'investissements en moyens de production et en infrastructures de réseau de transport depuis près de dix ans, qui sont les causes profondes du déséquilibre entre l'offre et la demande. En effet, depuis une dizaine d'années, aucune centrale de taille conséquente n'a été construite dans l'Etat: un nombre important de projets ont été refusés ou freinés, notamment en raison des oppositions locales à leur implantation. Entre 1996 et 1999, les pics de consommation ont augmenté de 5 520 MW, alors que seuls 672 MW en nouvelles capacités ont été installés. En même temps, des capacités en ordre de marche restaient inemployées, faute de disposer encore d'autorisations d'émissions polluantes dont elles avaient épuisé le quota.

Le déficit de capacités de production rendait inévitable les ruptures d'approvisionnement et le rationnement de la fourniture. Mais le mode d'organisation choisi pour ouvrir le marché a aggravé considérablement la situation. Dans une situation de pénurie, le fonctionnement du Power Exchange ne pouvait, en effet, conduire qu'à une explosion des prix de gros de l'électricité: le prix du dernier MW retenu était appliqué à tous les autres; il était par conséquent possible de faire monter la facture globale pour les distributeurs, en proposant un prix artificiellement élevé pour le dernier MW offert en ayant quasiment la garantie que ce dernier MW serait retenu. Cette prise en tenaille des deux plus gros distributeurs, SCE et PG&E, avec d'un côté l'envol des prix de gros et de l'autre le gel des prix aux consommateurs finals, les a conduits inmanquablement vers la faillite: à la crise d'approvisionnement en électricité de la Californie s'est ajoutée une crise financière d'une ampleur exceptionnelle.

## Les premiers enseignements de cette crise

Beaucoup de critiques dénoncent l'absence d'encadrement des prix du marché de gros, l'enrichissement sans cause des producteurs et l'interdiction faite aux distributeurs de passer des contrats bilatéraux d'approvisionnement à long terme pour se prémunir contre la volatilité des prix du marché de gros. D'autres mettent l'accent sur le gel des prix de détail, qui n'a pas permis d'envoyer, à travers une augmentation des prix, un signal informant les consommateurs et les différentes autorités qu'en l'absence de toute nouvelle construction de centrale, l'approvisionnement en électricité de la Californie allait progressivement devenir insuffisant.

### Au-delà de ces appréciations, on peut retenir, pour l'essentiel:

- que le fonctionnement d'un marché de gros de l'électricité ne peut jouer son rôle et émettre des signaux pertinents si, d'une part, le nombre d'acteurs n'est pas suffisant pour assurer un véritable jeu concurrentiel et si, d'autre part, on n'autorise pas la cotation de fournitures à terme, permettant au pool de traduire sous forme de prix la vision que le marché se fait des conditions futures de l'équilibre offre/demande;
- que l'obligation de se fournir sur un marché de gros obligatoire et l'interdiction de couverture à terme, faussent gravement le fonctionnement d'un marché;
- que les prix payés par les clients des distributeurs doivent être en rapport avec les prix d'approvisionnement supportés par les distributeurs. Le "signal prix" doit être perçu par le client résidentiel. Cela suppose qu'on a protégé les clients contre une volatilité extrême des prix du marché de gros, en permettant notamment aux distributeurs de passer des contrats bilatéraux de long terme avec des producteurs;
- qu'aucun modèle de marché ne peut empêcher un déséquilibre entre l'offre et la demande de s'instaurer si les projets d'équipement de centrales de production sont durablement bloqués par les autorités politiques, administratives ou par les oppositions locales.

(13) MBtu: Million British thermal unit, unité de mesure de quantité du gaz (1 million de Btu = 293 kWh).

# La régulation du marché français

de juillet 2000 à juin 2001

18



*Le cadre de l'action du régulateur n'a pas connu d'évolution majeure. Reposant sur la loi du 10 février 2000, il a été précisé par l'adoption d'une partie des textes réglementaires qu'elle prévoyait. Ces textes (décrets et arrêtés) sont au nombre d'une cinquantaine, et pourraient être plus nombreux, dans la mesure où les pouvoirs publics décideront de les fragmenter.*

## Textes importants

### 8 Adoptés

<i>Textes</i>	<i>Dates</i>
Décret régissant les autorisations de production	7 septembre 2000
Décret sur l'achat pour revente des producteurs	30 octobre 2000
Décret encadrant la compétence tarifaire de la CRE pour le tarif d'acheminement	26 avril 2001

### 9 En cours d'élaboration

<i>Textes</i>	<i>Dates</i>
Tarif de vente aux non éligibles	avis de la CRE du 7 septembre 2000
Informations commercialement sensibles	avis de la CRE du 1er février 2001
Raccordement technique au réseau de transport	avis de la CRE du 11 avril 2001

### 10 A intervenir

<i>Textes</i>
Décret encadrant les tarifs (vente aux non éligibles, tarif de secours, vente aux ELD)
Arrêtés sur les tarifs
Arrêtés sur la séparation comptable

### 11 Non programmés

<i>Textes</i>
Décrets relatifs aux règles contractuelles (article 23)
Décrets relatifs à la répartition des pouvoirs au sein d'EDF (article 53)

**Plus peut-être que la lenteur de mise en œuvre de la loi, il est permis de regretter la complexité des dispositions mises en vigueur**

Plus peut-être que la lenteur de mise en œuvre de la loi, il est permis de regretter la complexité des dispositions mises en vigueur qui créent, pour les opérateurs, un environnement d'une complication croissante, les procédures et exceptions propres au secteur électrique s'additionnant aux règles déjà nombreuses gouvernant les opérations visées. L'exemple des lignes directes, pouvant relier un producteur et un client, et sources d'économies de réseaux, est, à cet égard, particulièrement frappant. La multiplication des textes, la variété de leur origine, leur ancienneté (la loi de 1906 reste en partie en vigueur, le décret sur les lignes directes complète un texte de 1927...), rendent leur combinaison particulièrement délicate et certainement souvent dissuasive pour les opérateurs.

Dans ce cadre, la CRE a maintenu ses priorités de construction d'un marché ouvert : mise en œuvre du droit d'accès aux réseaux, mise en place de la séparation comptable, prise d'initiatives ou encouragement à des évolutions favorables au développement du marché.

Ces évolutions permettent de constater des progrès substantiels dans le développement d'offres alternatives au producteur historique et la liberté de choix des clients éligibles.

La CRE veille à préserver les bénéfices de ces évolutions lorsqu'elle est consultée par les pouvoirs publics dans la mise œuvre de la politique énergétique ou du service public.

12

## La réglementation des lignes directes

La construction et l'exploitation des lignes directes sont régies par les dispositions de l'article 24 de la loi du 10 février 2000 et du décret n° 2001-366 du 26 avril 2001.

Mais s'y ajoutent un certain nombre de dispositions des textes applicables aux lignes des réseaux publics : loi du 15 juin 1906 sur les distributions publiques d'électricité, article 35 de la loi de nationalisation de l'électricité, du 8 avril 1946, décrets des 29 juillet 1927 et 11 juin 1970 pris pour l'application de ces lois, cahiers des charges des concessions de distribution publique d'électricité, arrêté technique du 2 avril 1991, textes à venir sur les conditions de raccordement aux réseaux publics notamment, étant entendu que le contenu de certaines de ces dispositions a été adapté au cas des lignes directes par le décret susvisé du 26 avril 2001.

Cette législation et cette réglementation renvoient eux-mêmes à d'autres législations telles que la loi n° 76-629 du 10 juillet 1976 relative à la protection de la nature et son décret d'application n° 77-1141 du 12 octobre 1977 (s'agissant des études ou des notices d'impact), le code de l'expropriation (pour ce qui est des enquêtes publiques préalables aux déclarations d'utilité publiques) ou encore la législation sur la protection de la navigation aérienne (articles R. 243-1 à R. 243-3 du code de l'aviation civile) et celle sur la protection des télécommunications (articles R. 27 et suivants du code des postes et télécommunications).

S'y ajoute enfin la législation sur l'urbanisme et le permis de construire (articles L. 421-1, R. 421-1 et R. 490-3 du code de l'urbanisme notamment), celle sur la voirie routière, lorsque les lignes directes y sont installées (articles L.113-1, L. 115-1, L. 141-11 et L. 122-3 du code de la voirie routière en particulier), celle sur les "travaux mixtes" intéressant la défense nationale (loi n° 52-1265 du 29 novembre 1952 et décret n° 55-1064 du 4 août 1955) et, en fonction du lieu d'implantation des lignes directes, des législations et réglementations telles que celles sur la protection des monuments historiques et des sites, sur les parcs nationaux et les parcs naturels régionaux, les réserves naturelles, les secteurs sauvegardés, les espaces boisés, le littoral, la montagne, ...

## I. L'accès aux réseaux

### A. Le gestionnaire du réseau de transport

La création du gestionnaire de réseau de transport, qui a pris le nom de Réseau de Transport d'Electricité (RTE), était le préalable nécessaire à la mise en œuvre du droit d'accès aux réseaux.

La CRE a continué de superviser la mise en place de RTE comme entité autonome indépendante sur le plan de sa gestion et a commencé d'exercer ses compétences à son égard.

la CRE suit  
avec attention  
l'organisation  
des relations entre  
RTE et EDF, et tout  
particulièrement  
l'élaboration et la  
conclusion des  
protocoles  
devant les régir

## 1. Fonctionnement juridique de RTE

Afin de rendre effective l'indépendance du gestionnaire du réseau de transport au sein d'EDF, l'article 12 de la loi du 10 février 2000 a doté le directeur du service gestionnaire du réseau de transport de pouvoirs qui lui sont propres et qu'il exerce seul, indépendamment de toute délégation que pourraient lui consentir le conseil d'administration ou le président d'EDF. Le directeur du service gestionnaire du réseau public de transport, en effet, est seul responsable de la gestion du service. Il dispose, à ce titre, du pouvoir d'engager les dépenses liées au fonctionnement et à l'accomplissement de ses missions. Les pouvoirs du directeur du gestionnaire du réseau de transport s'étendent à la gestion des ressources humaines. Il est consulté préalablement sur toute décision relative à la carrière d'un agent exerçant au sein du service. En outre, les agents affectés au service gestionnaire du réseau de transport ne peuvent recevoir d'instruction que du directeur du service ou d'un agent placé sous son autorité.

L'indépendance du gestionnaire du réseau de transport s'exerce toutefois dans le respect du caractère intégré de l'établissement public EDF. Dans l'exercice de sa mission générale de surveillance du respect de l'indépendance du GRT, garante d'un accès non discriminatoire de l'accès au réseau, la CRE a examiné, dans sa délibération du 12 octobre 2000, le projet de délégation de pouvoirs du Président d'EDF au directeur du GRT. La CRE a relevé que cette délégation pouvait apparaître inutile, en ce qu'elle concerne les pouvoirs que le directeur tient de la loi, et inadéquate au regard de l'indépendance du GRT, du fait qu'elle peut être rapportée, à tout moment, par le Président d'EDF.

Toutefois, la délégation présente l'avantage de permettre au directeur du GRT d'exercer effectivement ses pouvoirs, notamment en les subdéléguant. C'est pourquoi la CRE a approuvé ce projet, sous réserve de remarques relatives notamment aux pouvoirs du directeur en matière d'exploitation du réseau et en matière financière, tout en appelant l'attention des pouvoirs publics sur la nécessité de clarifier la répartition des compétences au sein d'EDF et d'autoriser expressément le directeur du GRT à déléguer ses pouvoirs.

Par ailleurs, la CRE suit avec attention l'organisation des relations entre RTE et EDF, et tout particulièrement l'élaboration et la conclusion des protocoles devant les régir, dont, à ce jour, aucun n'est encore parvenu à la CRE.

## 2. L'approbation des investissements de RTE

En application de l'article 14 de la loi du 10 février 2000, le gestionnaire du réseau public de transport a soumis à l'approbation de la CRE son programme d'investissements pour 2001.

Lors de sa séance du 25 janvier 2001, la CRE a approuvé le programme d'investissements proposé par RTE pour un montant de l'ordre de 723 millions € (4,74 milliards de francs) pour l'année 2001, soit un montant en légère baisse par rapport à l'année 2000. Les investissements sont autofinancés.

### 13 Les investissements de RTE

(en millions)	Année 2001		Année 2000		% Evolution
	Francs	Euros*	Francs	Euros*	
Grand transport	810	123,5	590	89,9	+37%
Réseaux régionaux développement (dont raccordement clients)	1810	275,9	2050	312,5	-12%
Réseaux régionaux renouvellement	1293	197,1	1340	204,3	-4%
Outils du système électrique	345	52,6	340	51,8	+1%
Système d'information de gestion et du marché électrique	251	38,3	273	41,6	-8%
Logistique	232	35,4	223	34,0	+4%
<b>TOTAL</b>	<b>4741</b>	<b>722,8</b>	<b>4816</b>	<b>734,2</b>	<b>-2%</b>

\* 1 Euro = 6,55957 FF

(Source CRE / RTE)



La CRE n'a pas autorisé la fongibilité entre les différents postes de dépenses. Toute modification du programme d'investissements conduisant à revoir la répartition entre ces postes devra donc faire l'objet d'une nouvelle approbation de la CRE en cours d'année. A ce titre, la CRE relève que le programme d'investissements ne tient pas compte du programme de sécurisation des réseaux qui pourrait découler de décisions réglementaires, non prises à ce jour par les pouvoirs publics, à la suite des tempêtes de décembre 1999. En application de l'article 12 de la loi, la CRE a également demandé à RTE de présenter au début du mois de juillet 2001 un rapport d'exécution à mi-parcours du programme ainsi approuvé.

La CRE a également relevé certaines insuffisances, au demeurant explicables, s'agissant d'un premier exercice de ce type, et a demandé à RTE, en vue de la proposition de programme d'investissements pour 2002 :

- de présenter sa stratégie d'aménagement et de développement du réseau de transport électrique national ;
- de développer de nouvelles méthodes économiques de sélection des projets d'investissement, tenant compte de l'indépendance et des missions de RTE ;
- de fournir des éléments de comparaison avec les réseaux étrangers, notamment sur le plan des coûts.

Ayant noté que les investissements de *raccordement* faisaient l'objet de procédures différentes de financement pour EDF et les Entreprises Locales de Distribution (ELD), la CRE a demandé qu'il soit mis fin, avant fin 2001, à toute discrimination.

La CRE souhaite, également, que la stratégie de développement du réseau puisse avoir été concertée en temps utile avec les utilisateurs du réseau de transport.

## B. La tarification de l'utilisation des réseaux de transport et de distribution

### 1. Cadre réglementaire de la tarification de l'utilisation des réseaux électriques publics

L'article 4 de la loi du 10 février 2000 et l'article 2 du décret n°2001-365 du 26 avril 2001 relatif aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité disposent que ces tarifs doivent être calculés à partir de l'ensemble des coûts des réseaux, en s'appuyant sur l'analyse des coûts techniques de la comptabilité générale et des comptes séparés des gestionnaires.

Les paramètres nécessaires à la mise en œuvre des tarifs, décrits à l'article 4 du décret du 26 avril 2001, permettent la construction de modèles tarifaires susceptibles de rendre compte d'une large variété de conditions d'utilisation des réseaux électriques.

L'article 5 du décret du 26 avril 2001 précise les conditions d'application du tarif aux différentes catégories d'utilisateurs des réseaux électriques publics. Les gestionnaires de réseaux publics de distribution, à la demande de la CRE (avis du 26 juillet 2000), ont été assimilés aux autres utilisateurs. Pour eux, l'application du tarif doit, le cas échéant, prendre en compte, l'existence, au sein d'une même concession, d'une multiplicité de points de raccordement au réseau de transport ou à un autre réseau de distribution. La CRE a envisagé des modalités pratiques de mise en œuvre de ces dispositions, tenant compte des réalités physiques des réseaux et, par conséquent, faciles à auditer. Ces modalités contribueront à rendre plus aisé l'établissement des contrats et protocoles prévus par l'article 23 de la loi du 10 février 2000. Elles seront contrôlées par la CRE, à laquelle ces contrats doivent être transmis, en application de ce même article. Les éventuels différends nés à leur sujet pourront être réglés par la CRE en application de l'article 38. Ce décret du 26 avril 2001, élément essentiel du dispositif d'application de la loi du 10 février 2000, contribue au traitement équitable et non discriminatoire de toutes les catégories d'utilisateurs, producteurs, distributeurs et consommateurs.

La CRE souhaite que la stratégie de développement du réseau puisse avoir été concertée en temps utile avec les utilisateurs du réseau de transport



Depuis un an, la CRE a mené une large consultation des opérateurs sur les principes tarifaires qui sous-tendent cette proposition

La CRE constate qu'à ce jour, toutes les difficultés qui lui ont été signalées ont pu être résolues et qu'elle n'a été saisie qu'une fois formellement d'un règlement de différend

## 2. La proposition de tarification de l'utilisation des réseaux électriques publics

La CRE a adressé au gouvernement la proposition qu'elle a arrêtée le 31 mai 2001, relative au tarif d'utilisation des réseaux de transport et de distribution d'électricité, conformément à l'article 4 de la loi du 10 février 2000.

La proposition de la CRE, fondée sur l'analyse des coûts techniques et de la comptabilité générale tels que communiqués par les opérateurs, est destinée à remplacer le tarif provisoire mis en place par EDF en mars 1999. Elle doit, pour s'appliquer, être acceptée par le gouvernement et faire l'objet d'un décret, pris en Conseil d'Etat, après avis du Conseil de la concurrence. Elle ne sera rendue publique par le gouvernement qu'au moment où le décret sera publié, conformément à l'article 32 de la loi du 10 février 2000.

Depuis un an, la CRE a mené une large consultation des opérateurs sur les principes tarifaires qui sous-tendent cette proposition (note de consultation du 18 mai 2000). Ses effets sur le marché et sa cohérence, au regard des coûts révélés par les comptes des gestionnaires de réseaux, seront appréciés durant une période d'observation de 12 à 18 mois. A l'issue de cette période, la CRE formulera une nouvelle proposition.

## C. L'accès aux réseaux de transport et de distribution

Le droit d'accès des tiers aux réseaux fait partie des principes fondamentaux sur lesquels repose l'ouverture du marché. Si le tarif est l'un des éléments essentiels pour garantir un accès non discriminatoire, les règles techniques d'accès aux réseaux jouent un rôle également central. La CRE a maintenu ou développé des contacts approfondis avec les gestionnaires de réseaux (RTE, EDF, ELD directement ou via leurs associations) et avec les utilisateurs, en cherchant à donner à ce droit d'accès toute sa portée utile dans le respect des règles de sécurité. Elle a cherché à orienter l'action des gestionnaires et les relations avec les utilisateurs dans un climat de coopération et de compréhension mutuelle. Elle constate qu'à ce jour, toutes les difficultés qui lui ont été signalées ont pu être résolues et qu'elle n'a été saisie qu'une fois formellement d'un règlement de différend (à ce jour en cours d'instruction). Elle y voit le signe d'une évolution favorable dans l'apprentissage commun des nouvelles règles par l'ensemble des acteurs, à moins qu'il ne s'agisse d'un excès de prudence envers l'opérateur historique, issu d'une culture de monopole de 55 ans.

### 1. Création et évolution du mécanisme de responsable d'équilibre

Par nature, un réseau électrique doit être en situation d'équilibre, entre électricité injectée et soutirée. Assurer cet équilibre est l'une des tâches essentielles du gestionnaire du réseau de transport. Elle revêt un aspect technique, mais aussi économique : un déséquilibre doit être corrigé par une injection supplémentaire ou un soutirage moindre. Le gestionnaire doit, par exemple, acheter l'électricité manquante (cf. infra, p. 23), puis répercuter son coût aux responsables du déséquilibre.

En septembre 2000, la CRE a demandé au gestionnaire du réseau de transport d'apporter des correctifs portant principalement sur trois points :

- éviter qu'un client d'un concurrent d'EDF ne soit obligé de recourir systématiquement à EDF pour compenser les déséquilibres qu'il a engendrés ;
- permettre à des fournisseurs, autres qu'EDF, de fournir à leurs clients la compensation physique ou financière des déséquilibres (exactement comme le fait EDF pour son large portefeuille de clients) en les mutualisant au sein d'un portefeuille de clients aussi étendu que possible ;
- réduire le prix de règlement des écarts, fixé dans les contrats de *Mise à Disposition de l'Electricité (MADE)*, dont le niveau paraissait excessif.

La CRE a constaté l'intérêt du mécanisme de *responsable d'équilibre*, auquel ont recouru de nombreux pays étrangers. Cette fonction ne faisait l'objet d'aucune disposition dans la loi

du 10 février 2000. C'est pourquoi, la CRE a demandé à RTE d'ouvrir aux opérateurs actifs sur le marché français la possibilité de conclure un contrat de responsable d'équilibre.

Ce mécanisme permet la participation d'une pluralité d'acteurs, une vingtaine actuellement, qui sont essentiellement des fournisseurs de clients éligibles, complétant leur offre commerciale par la fourniture d'ajustement, fourniture assurée jusqu'ici presque exclusivement par EDF. La mise en place du contrat de responsable d'équilibre permet désormais à l'ensemble des fournisseurs de pouvoir faire des offres complètes aux clients éligibles et non plus de se contenter de vendre des blocs.

Certains problèmes de mise en œuvre pratique perdurent néanmoins. Les outils informatiques nécessaires au bon fonctionnement du système ne sont pas encore opérationnels, ce qui se traduit par des retards de facturation et de transmission d'informations. Le mécanisme a toutefois permis de développer la concurrence entre fournisseurs en France.

La CRE a également procédé à un examen approfondi des contrats élaborés par RTE, tels que le contrat MADE, les contrats d'accès en vue d'une importation, d'une exportation ou d'un transit, ou encore les "règles d'accès aux interconnexions". La CRE souligne la nécessité de procéder à une révision des contrats en vigueur, en tenant compte, pour ce faire, des observations des utilisateurs. Elle veillera tout particulièrement à ce que le système contractuel respecte les critères de transparence et de non discrimination posés par la directive 96/92/CE du 19 décembre 1996.

## 2. Vers un marché d'ajustement

L'ajustement en temps réel du volume de production au niveau de consommation est un élément fondamental du fonctionnement du marché électrique.

RTE a pour mission d'assurer, à tout instant, l'équilibre des flux d'électricité sur le réseau. Le bon accomplissement de cette mission est essentiel pour garantir la sécurité et la sûreté du réseau.

A cet effet, l'article 15 de la loi du 10 février 2000 précise que "le gestionnaire du réseau public de transport peut modifier les programmes d'appel. Sous réserve des contraintes techniques du réseau et des obligations de sûreté, de sécurité et de qualité du service public de l'électricité, ces modifications tiennent compte de l'ordre de préséance économique entre les propositions d'ajustement qui lui sont soumises. Les critères de choix sont objectifs, non discriminatoires et publiés. La CRE veille à la régularité de la présentation des offres et des critères de choix retenus."

Afin de répondre à ces différents objectifs, la création d'un *marché d'ajustement* devrait permettre d'accueillir et de rémunérer à la fois les propositions d'ajustement des différents producteurs et les éventuelles offres d'effacement de consommateurs. Il est en effet équivalent d'appeler un producteur pour produire plus, afin de compenser un déficit de production ou un excès de consommation, et d'appeler un consommateur pour lui demander de consommer moins. Ce marché devrait permettre à RTE de choisir, de manière transparente et non discriminatoire, et selon des règles objectives, entre les différentes propositions dont il disposera. Le prix qui résulterait de ce marché permettra d'établir une tarification de l'ajustement reflétant les contraintes des moyens de production.

La CRE veillera à ce que les règles de ce futur marché permettent d'en garantir un fonctionnement concurrentiel et efficace. A ce titre, compte tenu de la prédominance du producteur historique, la CRE encouragera la participation d'un plus grand nombre d'acteurs. La CRE émettra un avis motivé sur la proposition que RTE lui soumettra, après avoir procédé à une concertation avec les utilisateurs du réseau de transport. Elle s'appuiera, en particulier, sur les expériences étrangères dans ce domaine.

La mise en place d'un tel marché devra prendre le temps nécessaire pour s'assurer que toutes les conditions requises à son bon fonctionnement sont bien remplies, et pourra normalement intervenir après quelques mois de fonctionnement du marché spot.

La CRE a demandé à RTE d'ouvrir aux opérateurs actifs sur le marché français la possibilité de conclure un contrat de responsable d'équilibre

L'ajustement en temps réel du volume de production au niveau de consommation est un élément fondamental du fonctionnement du marché électrique





La mise en place d'un tel marché devra prendre le temps nécessaire pour s'assurer que toutes les conditions requises à son bon fonctionnement sont bien remplies

Tous les justificatifs doivent être fournis à l'utilisateur quant à la détermination du prix et donc de la quantité d'énergie électrique qui transite à chaque instant sur le réseau

### 3. L'accès aux données du comptage électrique

Jusqu'à une période récente, les données nécessaires à la gestion d'un contrat intéressant un client étaient relativement limitées (les index aux différents postes horosaisonniers et les dépassements de puissance) et n'impliquaient pas de suivi en temps réel. Aujourd'hui, la nécessité pour un utilisateur de suivre en quasi-temps réel sa courbe de charge apparaît notamment lors du règlement, qui lui incombe, des écarts. Si cette obligation est transférée à un responsable d'équilibre, celui-ci aura besoin de systèmes fiables et rapides de transmission d'informations de ses clients pour faciliter l'exercice de mutualisation des écarts et les arbitrages entre sources d'énergie. Cette mission doit notamment être spécifiée dans le cadre de la mise en œuvre des mécanismes d'ajustement et de compensation financière des écarts prévus par l'article 15 de la loi de 2000. L'accès aux données du *comptage* électrique, en quasi-continu ou léger différé, décrivant plus finement les courbes de charges "synchrones" actives et réactives et un accès direct à l'information élaborée par le dispositif de comptage de chaque utilisateur deviennent une nécessité tant pour les gestionnaires de réseaux que pour les utilisateurs ou leurs mandataires.

La mise en place progressive d'un marché d'ajustement aura également pour conséquence d'élargir la qualité et le volume des informations nécessaires aux utilisateurs de réseaux qui en seront les acteurs. Les données de comptage utiles à la gestion des contrats et au fonctionnement du marché constituent les informations quantitatives qui servent aux gestionnaires de réseaux pour établir les factures que l'utilisateur vérifiera. Ces informations sont également essentielles à un consommateur qui désire changer de fournisseur. En conséquence, tous les justificatifs doivent être fournis à l'utilisateur quant à la détermination du prix et donc de la quantité d'énergie électrique qui transite à chaque instant sur le réseau. Ces données permettent d'établir ses prévisions de besoins et son profil de consommation. Cet établissement est de la responsabilité de l'utilisateur de réseau et de ceux qu'il a commis à cet effet.

La loi du 10 février 2000, dans ses articles 15 IV et 19 III, confie l'exécution des comptages nécessaires à l'exercice de leurs missions aux gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution.

Le cahier des charges du réseau d'alimentation générale (RAG) en énergie électrique du 10 avril 1995, applicable aux réseaux des domaines de tension HTB et HTA renvoie nombre de dispositions relatives aux comptages électriques au domaine contractuel mais fait peser une obligation d'information de principe sur les gestionnaires de réseaux. En effet, l'article 13 dispose que "le client ou le producteur autonome peuvent avoir accès, sans pouvoir les modifier, à toutes les informations que ces appareils de mesure et de contrôle délivrent et qui sont nécessaires à la gestion des contrats de fourniture ou d'achat ...".

L'attention de la CRE a été appelée par des clients éligibles qui rencontrent des difficultés pour accéder à distance aux résultats des comptages qui enregistrent les consommations d'électricité (mécanisme dit de *télérelève*). Or, la parfaite connaissance par les utilisateurs de réseaux des paramètres de leur consommation est nécessaire à l'exercice du libre choix de leur fournisseur d'électricité.

La CRE est donc intervenue pour rappeler aux gestionnaires de réseaux leurs obligations aux termes de l'article 13 du RAG (Réseau d'Alimentation Générale) et pour clarifier les conditions d'accès aux comptages. Le 27 novembre 2000, dans un communiqué de presse, la CRE avait déjà demandé aux gestionnaires de réseaux de maintenir, pour les 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 concernant les clients éligibles, en particulier dans les domaines du règlement des écarts et de la responsabilité d'équilibre.

C'est dans cet esprit que la CRE a précisé les conditions d'accès aux données de comptage qu'elle souhaite voir appliquer, et qui pourront être introduites dans le "code réseau" des gestionnaires.

Dans cette délibération, la CRE s'exprime en faveur d'une approche respectant le principe d'unicité des données et, en particulier, d'unicité de la courbe de charge. Les nouvelles technologies utilisées permettent aujourd'hui à plusieurs utilisateurs ou gestionnaires autorisés d'accéder simultanément à toutes les informations contenues et mémorisées pendant plusieurs semaines dans les compteurs d'énergie.

Compte tenu de l'exigence d'impartialité qui s'impose à eux, les gestionnaires de réseaux admettent que les données de la courbe de charge mises à la disposition des utilisateurs et du gestionnaire de réseaux doivent avoir la même source. Le maintien de l'accès actuel à la télérelève permet, à cet égard, d'attendre 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'électricité.

La CRE veillera donc à ce que les gestionnaires des réseaux électriques prennent et lui présentent toutes les dispositions utiles respectant les règles de confidentialité de diffusion des données, pour que les utilisateurs de leurs réseaux puissent accéder de façon simple et rapide aux données de comptage les concernant. Elle a demandé aux gestionnaires de réseaux que l'accès des clients éligibles aux dispositifs permettant actuellement de procéder à la télérelève soit maintenu.

#### 4. Les conditions techniques de raccordement des installations de production au réseau de transport

L'article 7.2 de la *directive européenne* 96/92/CE du 19 décembre 1996 prévoit la fixation par les Etats Membres "des exigences techniques minimales de conception et de fonctionnement en matière de raccordement ...". Celles-ci "doivent assurer l'interopérabilité des réseaux, être objectives et non discriminatoires". Pour être conformes aux orientations de cette directive, elles ne peuvent avoir pour objet ou pour effet de restreindre sans justification l'exercice des droits d'accès et d'utilisation ouverts aux clients éligibles, aux producteurs d'électricité, aux réseaux de distribution ou aux détenteurs de lignes directes.

Dans ce but, l'article 14 de la loi du 10 février 2000 prévoit que soient fixées par décret "les prescriptions techniques générales de conception et de fonctionnement pour le raccordement au réseau public de transport auxquelles doivent satisfaire les installations des producteurs, les installations des consommateurs directement raccordés, les réseaux publics de distribution, les circuits d'interconnexion ainsi que les lignes directes ...".

Tous les acteurs de la production d'électricité du secteur privé, que la CRE a audités, ont exprimé un souhait d'évolution et d'allègement des contraintes existantes.

Les auditions conduites ont montré l'importance de distinguer les conditions de raccordement des installations de production à un réseau public, d'une part, et à une installation privée elle-même raccordée au réseau public de transport, d'autre part. Dans ce dernier cas le respect des exigences techniques devrait préférentiellement être constaté au point de livraison de l'installation, au niveau de l'interface entre le réseau privé et le réseau public de transport et non pas au point de connexion des groupes de production.

Les dispositions réglementaires prévues par l'article 14 de la loi du 10 février 2000 devraient pouvoir s'inspirer largement de l'arrêté du 30 décembre 1999 relatif aux conditions techniques de raccordement au réseau public de transport (réseau à 400 kV exclu) des installations de production d'énergie électrique de puissance installée inférieure ou égale à 120 MW. Le développement d'installations de production de taille moyenne raccordées au réseau de transport ne doit pas être handicapé par des restrictions techniques inutiles.

La CRE estime que le décret prévu aux articles 14 et 18 devrait poser les principes généraux dont des arrêtés plus adaptables devraient préciser la portée.

La CRE souhaite enfin être saisie simultanément de l'ensemble des textes définissant les prescriptions générales de conception et de fonctionnement pour le raccordement de tous



Tous les acteurs de la production d'électricité du secteur privé, que la CRE a audités, ont exprimé un souhait d'évolution et d'allègement des contraintes existantes



Contribuer à  
une meilleure  
définition de la  
notion de qualité  
s'avère préférable  
à l'établissement  
de seuils globaux

les types d'utilisateur, aux réseaux publics de transport et de distribution. Elle pourrait ainsi en apprécier d'emblée la cohérence et contribuer plus efficacement à l'ouverture, en toute sécurité, du marché français de la production d'électricité.

### 5. La qualité de l'électricité sur les réseaux publics du domaine HTB

Le cahier des charges du RAG en énergie électrique du 10 avril 1995 définit, dans son article 4 les "caractéristiques fondamentales du courant" en régime normal d'exploitation et les engagements du gestionnaire de réseau à l'égard des utilisateurs concernant les variations de fréquence, les interruptions de fourniture suite à aléas, les variations lentes et rapides de la tension, les surtensions impulsionnelles, les déséquilibres et les creux de tension et les taux d'harmoniques.

A ce jour, seule la norme française (et européenne) NF EN 50160 de mai 2000 définit les caractéristiques principales de la tension fournie par les réseaux publics de distribution basse tension et moyenne tension (HTA) dans des conditions normales d'exploitation, telles que la fréquence, l'amplitude de la forme de l'onde et la symétrie des tensions triphasées. Cette norme donne les limites ou les valeurs des caractéristiques de la tension que tout client est en droit d'attendre. En exploitation normale, ces caractéristiques sont sujettes à des variations dues à des modifications de charge du réseau, des perturbations émises par certains équipements, principalement dues à des causes externes, et des modifications exceptionnelles et importantes du climat.

Les caractéristiques liées à la qualité de l'électricité sur les réseaux publics de transport haute tension (HTB) sont définies dans les contrats de fourniture (type Emeraude puis MADE), conformément à l'article 4 du Cahier des charges (RAG). Le contrat Emeraude, conçu dès 1992, avait pour but d'inciter le gestionnaire de réseaux EDF et ses clients industriels à améliorer la qualité. Dans ce contexte, un effort important a déjà été fourni par EDF et les signataires des contrats Emeraude. Il paraît essentiel qu'il soit poursuivi.

Tous les utilisateurs de réseaux qui ont bénéficié d'une telle démarche, et que la CRE a audités, souhaitent qu'elle soit prolongée et que le dispositif contractuel existant soit maintenu.

La CRE souhaite que ces orientations puissent être reprises dans le cahier des charges du gestionnaire de réseau de transport, pris en application de l'article 12 de la loi du 10 février 2000. En effet, il paraît préférable d'améliorer et d'étendre à toutes les catégories d'utilisateurs de réseaux publics un système contractuel ayant fait la preuve de sa pertinence. Il est également nécessaire de clarifier la responsabilité des gestionnaires de réseaux, en cas de non respect de leurs engagements. Contribuer à une meilleure définition de la notion de qualité s'avère préférable à l'établissement de seuils globaux. Forcément arbitraires, ils peuvent en effet justifier par avance une éventuelle dégradation des performances d'exploitation du réseau de transport.

## II. La séparation comptable

### 1. Les enjeux de la dissociation comptable

La *dissociation comptable* (unbundling) est une obligation prévue par la directive et traduite en droit français par la loi du 10 février 2000. S'imposant à tous les opérateurs intégrés, elle consiste à isoler comptablement les bilans et les comptes de résultat des activités de production, de transport et de distribution, et, le cas échéant, des activités autres qu'électriques. Les comptes de résultat et les bilans de ces différentes activités sont publiés en annexe des comptes annuels des opérateurs soumis à l'obligation de dissociation comptable. Les règles ayant servi à leur élaboration (règles d'imputation des postes de comptes de résultat et de bilans, périmètres comptables des activités et principes déterminant leurs relations financières) sont également publiées en annexe des comptes annuels. Elles doivent faire

l'objet d'une approbation par la CRE (article 25 de la loi du 10 février 2000), qui peut, en tant que de besoin, les fixer elle-même par voie réglementaire (article 37, 6°).

La bonne application des règles de dissociation comptable revêt une importance particulière pour la CRE, dans la mesure où elle constitue un instrument permettant de s'assurer de l'absence de discrimination, subvention croisée ou distorsion de concurrence. A cet égard, la loi a confié à la CRE un droit d'accès à la comptabilité des entreprises (droit d'enquête prévu également par les articles 33 et 34 de la loi) ainsi qu'un pouvoir de sanction en cas de manquement à l'une des règles posées au titre de la séparation comptable.

Essentiel en matière de transparence, l'établissement de comptes dissociés est également un préalable à la détermination du niveau des charges que les tarifs doivent couvrir notamment en ce qui concerne le tarif d'accès aux réseaux. En outre, cet exercice fait écho, au sein d'EDF, à l'individualisation de l'entité RTE, qui correspond au périmètre comptable du Transport.

Ainsi, conformément aux objectifs qu'elle s'était fixés, la CRE s'est attachée à ce que la dissociation comptable soit mise en œuvre, dans les meilleures conditions possibles, dès les comptes 2000. Elle a veillé à ce que des principes rigoureux, garants de l'absence de subvention croisée, soient appliqués par les opérateurs, tout en limitant les charges résultant de ces obligations pour qu'elles ne soient pas disproportionnées par rapport à l'objectif recherché.

## 2. La méthode : la recherche de l'efficacité dans la concertation

Afin de permettre aux opérateurs d'établir des comptes dissociés dès l'exercice 2000, il convenait que les règles en matière de dissociation soient précisées avant la clôture des comptes de l'exercice 2000. Dans cette perspective, la CRE a décidé de procéder en deux temps.

Tout d'abord, la CRE a invité les opérateurs à lui présenter leurs propositions de principe, avant le 22 septembre 2000, par une délibération en date du 12 juillet 2000. Afin de guider les opérateurs dans cette tâche, la CRE a précisé les principales règles qu'elle recommandait aux opérateurs de suivre. Dans ce cadre, elle a reçu les propositions formulées par EDF, RTE et la CNR. Pour ce qui est des entreprises locales de distribution (ELD), elles ont fait part de leurs observations, soit directement, soit par l'intermédiaire de leurs fédérations (ANROC, FNSICAE, FNCCR, ELE).

Tout en procédant à l'instruction des propositions qui lui ont été faites, notamment avec l'aide d'un cabinet de conseil comptable, la CRE a saisi le Conseil de la concurrence de ces propositions, afin de recueillir son avis conformément à l'article 25 de la loi. Le Conseil, après avoir auditionné les entreprises concernées ainsi que les services de la CRE, a émis un avis concluant à l'insuffisance des propositions des opérateurs pour fonder une dissociation comptable satisfaisante.

A la lumière de cet avis, la CRE a adopté une délibération en date du 11 janvier 2001 par laquelle elle s'est estimée "ne pas être en mesure de se prononcer sur les principes de séparation tels qu'ils lui ont été soumis, notamment par l'opérateur historique EDF", ces principes ayant été jugés trop lacunaires et imprécis.

La CRE a donc, dans un second temps, pris la responsabilité de préciser elle-même les principes de séparation comptable conformément au sixièmement de l'article 37 de la loi. Sur ce fondement, elle a adopté une délibération à valeur réglementaire en date du 15 février 2001.

C'est donc à partir des principes arrêtés dans cette décision que les opérateurs ont dû élaborer leurs comptes dissociés. Ces principes seront annexés aux comptes 2000 qui seront publiés avant la fin du premier semestre 2001.

Essentiel en matière de transparence, l'établissement de comptes dissociés est également un préalable à la détermination du niveau des charges que les tarifs doivent couvrir

Pour l'ensemble des  
opérateurs, il a été  
tenu compte du  
caractère transitoire  
de l'exercice 2000

La CRE procédera  
à une vérification  
de la conformité  
des comptes  
des opérateurs  
aux principes  
de dissociation

La CRE s'efforce  
d'exploiter les  
occasions qui lui  
sont données de  
favoriser le  
développement  
de la contestabilité  
du marché, au-delà  
de l'exercice de  
ses compétences

### 3. Des règles transitoires

Dans un souci de réalisme et afin de tenir compte du caractère transitoire de l'exercice 2000, la CRE, conformément à l'avis du Conseil de la concurrence, a aménagé le dispositif de séparation comptable pour les opérateurs.

En ce qui concerne la CNR, il n'a pas été jugé utile d'exiger l'établissement de comptes séparés, dès lors que l'entreprise ne pouvait, au titre de 2000, être considérée comme un producteur de plein exercice.

Pour ce qui est des distributeurs non nationalisés, il a été tenu compte des réserves exprimées par les opérateurs et leurs fédérations. Exercice à la fois difficile et coûteux en terme de moyens, la séparation comptable n'a pas semblé utile dès lors que le degré d'ouverture du marché ne posait pas, pour certains opérateurs, le risque de *subventions croisées*. Pour en tenir compte, il a été décidé que les ELD ne desservant pas plus d'un *client éligible* pourraient ne pas présenter des comptes dissociés. De même, des règles comptables simplifiées pourront être suivies lorsque l'électricité transitant par le réseau de l'ELD n'excède pas 250 GWh ou que les activités dans le secteur autre qu'électrique n'excèdent pas 10% du chiffre d'affaires.

Pour l'ensemble des opérateurs, il a été tenu compte du caractère transitoire de l'exercice 2000 : en effet, la non publication des nouveaux tarifs et l'intervention en cours d'exercice de l'obligation de séparation comptable ont conduit la CRE à considérer que les comptes de résultat 2000 ne pourraient respecter la lettre des principes qu'elle a édictés. De la sorte, il a été admis que les comptes de résultat 2000 seraient présentés à titre indicatif. L'accent a donc été mis sur les bilans d'ouverture, la CRE restant dans l'attente de précisions et d'affinement sur les principes déterminant les relations financières entre activités au cours de 2001, pour l'élaboration des comptes de résultat de cet exercice.

### 4. Les prochaines étapes

En matière de séparation comptable, la CRE devra approuver, après avis du Conseil de la Concurrence, les principes de séparation comptable qui seront annexés aux comptes 2000 que les opérateurs auront publiés au premier semestre. Cette approbation devrait être facilitée si les opérateurs se sont conformés aux principes fixés par la CRE dans sa délibération du 15 février 2001.

En revanche, pour ce qui est de la déclinaison des règles relatives à l'élaboration des comptes de résultat comme des principes déterminant les relations financières entre activités, la CRE poursuit son travail de concertation avec les opérateurs, et, en premier lieu, EDF et RTE. La CRE devrait être saisie, avant la fin de l'année, de propositions en ce domaine, de manière à pouvoir se prononcer avant l'établissement des comptes 2001. Ceux-ci devraient donc être les premiers comptes séparés intégralement réalisés conformément aux nouvelles règles en vigueur.

Parallèlement à ce travail d'approbation, la CRE procédera à une vérification de la conformité des comptes des opérateurs aux principes de dissociation. Il s'agira d'analyser alors la pertinence et l'exactitude des données chiffrées issues de la séparation comptable. Cette phase d'audit sera conduite tout au long du second semestre 2001.

## III. Initiatives pour un marché ouvert

La CRE s'efforce d'exploiter les occasions qui lui sont données de favoriser le développement de la contestabilité du marché, au-delà de l'exercice de ses compétences. Elle encourage notamment le développement des projets des divers opérateurs qui lui paraissent conforter, en l'absence de dispositions spécifiques les concernant dans la loi, la réalisation des objectifs fixés par la directive et arrêtés par le législateur. Plusieurs exemples peuvent être cités.

## 1. La bourse de l'électricité

Au cours des dernières années, la plupart des pays européens se sont dotés de marchés organisés de l'électricité. Ces marchés, où s'échange en général de l'électricité la veille pour le lendemain, sont soit obligatoires (mécanisme de pool, comme OMEL en Espagne) soit facultatifs (marchés spot *EEX* à Francfort, *LPX* à Leipzig, *APX* à Amsterdam, *PPX* à Varsovie...).

### *Un facteur de fluidité du marché*

L'intervention de la loi du 10 février 2000 a créé les conditions de la mise en place d'un marché organisé de l'électricité en France où se rencontreraient offres et demandes d'énergie la veille pour le lendemain. La CRE, dès son premier rapport annuel, a indiqué être favorable à la mise en place rapide d'un tel marché. En effet, complémentaire des transactions bilatérales, un marché spot est susceptible de favoriser le développement de la concurrence dans la transparence.

Lieu d'échange anonyme, ce marché spot constituerait un moyen de développer l'offre sur le territoire français. En outre, l'établissement d'un indice de prix, qui en résulterait, permettrait aux opérateurs tout à la fois de se protéger des risques de prix par la création de produits dérivés de couverture des risques et de disposer d'une référence de prix fiable pour leurs relations contractuelles bilatérales. Enfin, la création en France d'un marché spot devrait prévenir les délocalisations, vers des bourses étrangères, des transactions portant sur le système électrique français. Etant donné l'importance de ce système et son positionnement géographique, le marché spot français pourrait jouer un rôle essentiel dans la mise en place d'un marché européen de l'électricité.

La CRE a donc suivi avec attention et intérêt le projet de création d'un marché spot développé par la société Euronext.

Celle-ci a tenu la CRE informée de l'avancement de son projet. Des échanges ont permis de préciser le cadre juridique de mise en place du marché spot ainsi que ses principes. Saisie officiellement d'un modèle de marché, la CRE a rappelé, dans une délibération sur les conditions de création d'une bourse de l'électricité en date du 14 décembre 2000, son soutien de principe. Elle a approuvé tant la description des acteurs pouvant y intervenir que les principes de fonctionnement qui garantissent une bonne articulation entre les transactions commerciales et leur exécution physique.

### *Le modèle de marché*

Pourront intervenir sur ce marché la plupart des opérateurs tant français qu'étrangers du secteur de l'énergie (producteurs, négociants, courtiers, clients éligibles). De la sorte, le marché spot français pourrait atteindre un niveau de liquidité suffisant pour permettre l'émergence d'un prix de référence pertinent.

Par ailleurs, la CRE a accueilli favorablement le principe selon lequel les transactions conclues sur le marché spot seront réputées livrables sur le système électrique français. Une étroite association du gestionnaire du réseau de transport est en effet nécessaire pour assurer une bonne articulation entre le marché et le fonctionnement du réseau, condition de réussite du projet. En tant que régulateur de l'accès aux réseaux électriques, la CRE veillera à ce que les opérations réalisées sur le marché spot bénéficient d'un traitement non discriminatoire, qu'elles soient réalisées par des acteurs connectés au réseau ou non connectés (négociants, filiales de producteurs...).

### *Les perspectives de mise en place*

La CRE se félicite de ce que le projet de création de marché spot ait recueilli le soutien du gouvernement exprimé au cours d'une réunion de la CRE tenue le 29 mars 2001 en présence

Lieu d'échange anonyme, ce marché spot constituerait un moyen de développer l'offre sur le territoire français. La CRE a rappelé son soutien de principe

Pourront intervenir sur ce marché la plupart des opérateurs tant français qu'étrangers du secteur de l'énergie



Monsieur PIERRET, Secrétaire d'Etat à l'Industrie et Monsieur SYROTA, Président de la CRE

En étroite  
collaboration avec  
l'opérateur  
du marché spot,  
la CRE exprimera  
prochainement  
son avis sur  
les règles et  
procédures  
de marché qui lui  
ont été soumises

La décision  
d'acheter les  
pertes par appels  
d'offres augmente  
de manière  
significative la  
part du marché  
français ouverte à  
la concurrence

du Président d'Euronext. Le Secrétaire d'Etat à l'Industrie a en effet déclaré, à cette occasion, que "le projet, inscrit dans le cadre de la loi du 10 février 2000, permet à tous les opérateurs, tant nationaux qu'étrangers, d'intervenir dans des conditions de sécurité renforcées par l'implication de RTE", le gestionnaire du réseau de transport.

La CRE restera attentive aux développements de ce projet dont elle souhaite qu'il se concrétise rapidement. En étroite collaboration avec l'opérateur de marché, elle exprimera prochainement son avis sur les règles et procédures du marché spot qui lui ont été soumises.

## 2. Les ELD et les marchés publics

Afin de permettre aux Entreprises Locales de Distribution de conserver les clients éligibles de leur zone de desserte, l'article 22-II de la loi du 10 février 2000 a reconnu leur *éligibilité* "en vue de l'approvisionnement effectif des clients éligibles situés dans leur zone de desserte".

La CRE a attiré l'attention des pouvoirs publics, dans sa délibération du 16 novembre 2000, sur la rupture d'égalité entre les fournisseurs d'électricité que constituait la soumission au Code des marchés publics des ELD opérant sous forme de régie. Les règles de publicité et les délais découlant des procédures applicables aux marchés publics créaient un désavantage concurrentiel au détriment des régies, en gênant le bon déroulement de négociations commerciales entre régies et clients éligibles.

De ce point de vue, le nouveau Code des marchés publics prend pleinement en compte la préoccupation exprimée par la CRE, en exonérant de l'application des règles du Code les régies pour leurs achats d'énergie (article 83), restaurant ainsi les conditions d'une compétition à armes égales avec les autres producteurs ou fournisseurs.

## 3. L'achat des pertes par RTE

Le réseau électrique, composé pour l'essentiel de fils métalliques, transforme en chaleur 2,4 % de l'électricité qu'il transporte. La responsabilité du gestionnaire du réseau est de garantir que chaque kWh injecté sera effectivement livré. Il est donc conduit à acheter une quantité d'électricité supplémentaire pour compenser ces pertes soit environ 11 TWh/an, ce qui le place entre le 1er et le 2ème plus important consommateur éligible. Le coût des pertes représente près de 9 % du coût d'utilisation des réseaux de transport.

Jusqu'au 31 décembre 2000, RTE achetait ces pertes exclusivement à EDF. Désormais, cette acquisition se fait par un mécanisme d'enchères.

A l'issue d'un appel d'offres pour l'achat de l'énergie de compensation de ses pertes techniques lancé en octobre 2000, RTE a retenu, parmi 38 candidats, sept fournisseurs européens: ATEL (Suisse), EDF (France), EGL (Suisse), ELECTRABEL (Belgique), RWE (Allemagne), SNET (France), TXU Europe.

Ce premier appel d'offres portait sur un volume de l'ordre de 8 TWh et sera complété par un deuxième appel d'offres pour la fin de l'année. Il comportait des achats fermes d'énergie pour des périodes variables (janvier 2001, de janvier à mi-mars, de janvier à mi-avril et de janvier à décembre), mais également des achats à options hebdomadaires et journalières pour permettre à RTE d'ajuster au mieux ses achats d'énergie en fonction du niveau de pertes réellement constaté sur le réseau.

La décision d'acheter les pertes par appels d'offres augmente de manière significative la part du marché français ouverte à la concurrence et contribue à diminuer les charges du gestionnaire du réseau de transport et par conséquent le coût du transport répercuté sur les utilisateurs par des tarifs.

On notera que la quantité d'électricité que les fournisseurs concurrents d'EDF peuvent prétendre offrir dans ce cadre est égale à celle que le passage du seuil d'éligibilité à 9 GWh aurait ouverte à la concurrence.

## IV. La concurrence sur le marché français

### A. L'offre

Trois évolutions significatives ont contribué, au cours des douze derniers mois, à la diversification de l'offre sur le marché français.

#### 1. Des producteurs nationaux concurrents d'EDF : la SNET et la CNR

A l'issue de la décision prise par le comité désigné conformément à l'article 50 de la loi du 10 février 2000, la CNR a pu entamer le processus lui permettant de recouvrer son indépendance de producteur de plein exercice, de nouvelles conventions remplaçant les contrats qui l'unissaient à EDF depuis 1946.

La compagnie a simultanément conclu un accord avec ELECTRABEL, qui a abouti à la création d'une société commune de commercialisation dont elle détient la majorité. Dotée d'un parc de production, et complémentaire des moyens d'ELECTRABEL, la CNR apparaît ainsi comme un fournisseur alternatif crédible.

Il en ira de même pour la SNET, dès la conclusion des travaux d'un comité du même type. L'entrée d'ENDESA dans son capital (30 % assortis d'une option pour porter la participation à 51 %) permettra à cette société, dont le parc de centrales à charbon est susceptible d'offrir, notamment, une fourniture très ajustée, de bénéficier des capacités du groupe ENDESA.

#### 2. La mise aux enchères par EDF de "centrales virtuelles"

La surcapacité du parc français, dont témoigne la vitalité des exportations, rend peu nécessaire l'installation de nouveaux moyens de production en France à un horizon de 5 à 10 ans. Elle n'en rend que plus attractive la possibilité qui sera bientôt offerte aux opérateurs d'accéder aux capacités d'EDF.

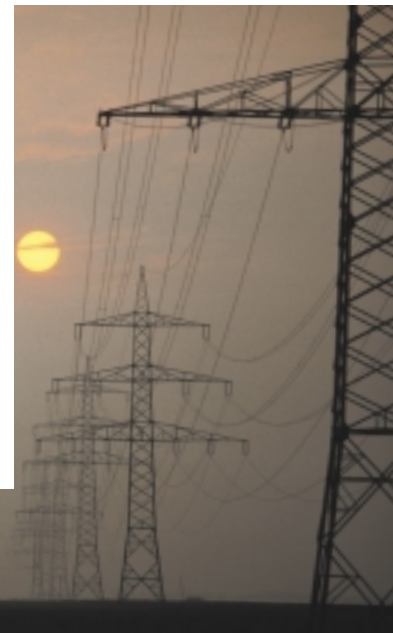
La Commission Européenne, en autorisant EDF à prendre le contrôle conjoint de la société EnBW, lui a imposé en contrepartie la mise à disposition d'opérateurs concurrents de l'équivalent de 6000 MW de capacités (dont 1000 reflétant les contrats par lesquels EDF rachète depuis 1997 leur électricité aux propriétaires de *cogénération*). Le principe est de simuler ainsi la production de "centrales virtuelles", offrant à leurs détenteurs les moyens de proposer une gamme complète de fournitures. La Commission Européenne espère ainsi accroître la pluralité de fournisseurs en France, actifs sur le marché national avec des quasi-moyens de production domestique, pour réduire les parts de marché de l'opérateur historique.

Les capacités virtuelles seront mises aux enchères, selon une procédure qui sera mise au point définitivement durant l'été et qui connaîtra sa première application à l'automne 2001. Cette procédure sera contrôlée par un tiers de confiance indépendant et agréé par la Commission Européenne.

La CRE veillera attentivement à ce que cette opération se déroule dans le respect des principes dont elle a la charge. Elle portera son attention notamment sur la nature du produit, les règles d'enchères et la définition des règles de participation qu'elle souhaite les plus larges possibles. Sur ce dernier point, tous les fournisseurs nationaux ou étrangers devraient pouvoir participer à cette opération et développer ainsi une activité d'achat pour revente, que la loi française a limitée seulement pour les ELD et les producteurs. La CRE rendra publique, au cours de l'été, son appréciation de cette procédure.

Sur le fond, elle se félicite de cette nouvelle occasion de développement de la concurrence qui élargit significativement la palette de choix des consommateurs éligibles; la capacité totale cédée représente près du tiers de la consommation du marché ouvert; c'est plus que le volume de production vendu à des tiers dans certains pays comme, par exemple, l'Italie, qui procède à la cession d'installations et non à la vente de la seule production.

La CRE veillera attentivement à ce que cette opération se déroule dans le respect des principes dont elle a la charge





La capacité totale  
cédée représente  
près du tiers de la  
consommation du  
marché ouvert

### 3. Les fournisseurs actifs

Des fournisseurs de plus en plus nombreux ont entrepris de prospecter le marché français depuis quelques mois. La plupart d'entre eux ont noué des contacts avec la CRE qui s'efforce de parfaire leur information et de faciliter leur entrée sur le marché français.

#### 14 Liste des fournisseurs

Fournisseurs	Nationalité	Site Web
Aar et Tessin SA d'Electricité	Suisse	www.atel.ch
Avenis Trading SA	Suisse	www.avenis.ch
Axpo SA	Suisse	www.axpo.ch
BKW FMB Energie SA	Suisse	www.bkw-fmb.ch
Compagnie du Vent	France	www.compagnieduvent.com
Dalkia	France	www.dalkia.com
Duke Energy International (Europe) Ltd	Grande-Bretagne	www.duke-energy.com
Dynegy	Suisse	www.dynegy.com
E.ON Energie AG	Allemagne	www.eon-energie.com
Compagnie Nationale du Rhône	France	www.cnr.tm.fr
Electricité de Laufenbourg SA	Suisse	www.egl.ch
Electrabel France SA	France	www.electrabel.com
Electricité de France	France	www.edf.fr
Elektra Birseck Münchenstein	Suisse	www.ebm.ch
Elyo SA	France	www.elyo.fr ; www.elyo.com ; www.business.elyo.fr
Endesa Energia	Espagne	www.endesa.es
Endesa Trading SA	Espagne	www.endesa.es
Enron Capital & Trade Resources Ltd	Grande-Bretagne	www.enron.com
Eole-RES	France	www.eoleres.com
E.ON Vertrieb GmbH	Allemagne	www.eon.com
Eurowatt-Commerce SA	Bruxelles	www.eurowatt-commerce.com
HEW Energies S.A.	France	www.hew.fr
Iberdrola SA	Espagne	www.iberdrola.es
MVV Energie AG	Allemagne	www.mvv.de
Norsk Hydro Energy bv	Pays-Bas	www.hydro.com
REDV	France	www.laregie.net
RWE Trading GmbH	Allemagne	www.rwetradng.com
SNET	France	www.snet-electricite
SourcePower	Belgique	www.sourcepowernet
Soven UK	Royaume-Uni	www.elyo.fr ; www.elyo.com ; www.business.elyo.fr
SPE SA	Belgique	www.spe.be
TotalFinaElf Trading	Grande-Bretagne	www.totalfinaelf.com
TXU Europe Energy Trading BV	Pays-Bas	www.txu-europe.com
Verbund	Autriche	www.verbund.at

Source CRE

Un certain nombre d'entre eux ont d'ores et déjà signé des contrats avec des clients éligibles avec d'autant plus de succès qu'ils combinent une présence déjà ancienne et une implantation commerciale en France. Les mois à venir devraient révéler une intensification de cette compétition auprès des clients éligibles.



## B. La demande

### 1. Les clients éligibles

En août 2000, les pouvoirs publics français ont, conformément aux dispositions de la loi, rendu publique la liste des sites de consommation d'électricité reconnus comme éligibles au sens du décret d'application (consommation supérieure à 16 GWh).

Le segment des opérateurs éligibles français apparaît d'ores et déjà diversifié : au-delà de la catégorie des gros opérateurs industriels fortement *électro-intensifs*, apparaît également une palette de clients éligibles plus modestes (secteur de la papeterie, cimenteries, agro-alimentaires, laiteries, équipements industriels, secteurs des services comme les hôpitaux, les universités, quelques grands magasins parisiens, certains ministères...).

Le marché éligible français représente une demande annuelle d'environ 130 TWh, soit un taux d'ouverture du marché de 30 %.

La CRE a pris au cours de l'exercice 2000 / 2001 une série d'initiatives à l'adresse des clients éligibles :

- septembre 2000 : lettre ouverte de la CRE aux clients éligibles français pour les informer sur leurs droits (cf. annexes) ;
- élaboration d'un guide pratique à l'attention des clients éligibles (cf. annexes) régulièrement actualisé ;
- mise en ligne d'une liste indicative de fournisseurs actifs sur le marché français, et plus récemment d'une liste des intermédiaires et conseils.

La CRE a régulièrement reçu et auditionné des entreprises éligibles afin de recueillir leurs réactions, leurs difficultés ou interrogations éventuelles, et, le cas échéant, intervenir ponctuellement sur les sujets en cause.

Parmi les problèmes récurrents qui lui sont signalés, et sur lesquels elle avait attiré l'attention des pouvoirs publics, dans son avis du 25 mai 2000 sur le décret n°2000-456 du 29 mai 2000 relatif à l'éligibilité des consommateurs d'électricité, la CRE souligne, notamment :

- les problèmes persistants liés au numéro SIRET comme critère de définition de l'établissement, en l'absence de pratiques uniformes dans la gestion de ce numéro (cas de numéro couvrant plusieurs sites ou de site unique avec plusieurs numéros) ;
- la difficulté pour les entreprises de maîtriser les règles d'inscription et de publication (est-on éligible sans être inscrit ? peut-on s'inscrire en dehors des dates de publication ? contestation de l'année civile comme période de référence ?...);
- la discordance entre les réalités économiques et les règles de définition des sites (impossibilité des groupements d'achat, hétérogénéité, au sein d'un même groupe de sociétés, du statut des sites).

Des améliorations devraient être apportées par une simplification des textes applicables (inscription au fil du temps par référence à une période de consommation glissante, définition plus robuste et plus simple du site) en cohérence avec la volonté manifestée par le gouvernement d'accélérer l'ouverture du marché français de l'électricité.

### 2. Les effets tangibles de l'éligibilité : la mise en concurrence

Les résultats enregistrés sur l'exercice 2000/2001 donnent des indications encourageantes sur la réalité de l'ouverture du marché français.

Sur les 1300 sites éligibles, environ 71, au 31 mai 2001, ont choisi un opérateur concurrent d'EDF. Les volumes concernés représentent, en y ajoutant la fourniture de l'électricité pour compenser les pertes de RTE par 6 fournisseurs, distincts d'EDF, 8 % du marché ouvert.

Le marché éligible français représente une demande annuelle d'environ 130 TWh, soit un taux d'ouverture du marché de 30 %

La CRE a régulièrement reçu et auditionné des entreprises éligibles afin de recueillir leurs réactions, leurs difficultés ou interrogations éventuelles

Des améliorations devraient être apportées par une simplification des textes applicables

**Les clients éligibles français les plus importants ont bénéficié d'une baisse significative de leur coût d'approvisionnement énergétique**

On constate une relative réticence des opérateurs éligibles à changer de fournisseur. Ces résultats sont, cependant, en ligne avec ce qu'il est possible d'observer dans la plupart des Etats de la Communauté : les estimations disponibles auprès des autres Etats montrent que la fourchette des clients ayant changé de fournisseur, consécutivement à leur accès à l'éligibilité, évolue encore en moyenne entre 5 % à 10 % du nombre de consommateurs éligibles total, quel que soit le taux d'ouverture légale (exceptions faites du Royaume-Uni et de la Norvège, respectivement 25 % et 30 %, qui ont ouvert leur marché depuis beaucoup plus longtemps).

Les résultats enregistrés doivent s'apprécier au regard d'une multiplicité de facteurs : le caractère récent de la réforme (la loi française, qui met fin à 55 ans de monopole, a été adoptée il y a moins de 16 mois) ; le caractère encore transitoire et évolutif de l'étape actuelle, qui fait que bon nombre d'entreprises éligibles estiment manquer encore de visibilité et de sécurité dans l'appréhension du nouveau marché (tarif réseau, règles et normes sur les échanges transfrontaliers...). Les opérateurs concurrents (français ou étrangers) connaissent par ailleurs une étape d'apprentissage et de démarrage. Mesurer le degré d'ouverture d'un marché selon ce critère exclusif du pourcentage de clients ayant opéré un changement de fournisseur apparaîtrait ainsi réducteur. Les résultats actuels traduisent, en réalité, une dynamique bien amorcée dans les faits et encourageante. Il serait enfin illusoire, en ce qui concerne le marché français, sur lequel l'opérateur historique fournit encore plus de 90 % de la consommation avec des coûts de production très compétitifs, de projeter des retournements des positions en présence.

L'autre effet tangible et majeur du régime de l'éligibilité a résidé dans l'effet de levier induit dans le rapport contractuel entre client éligible et opérateur historique. Les clients éligibles les plus importants ont pu bénéficier d'une baisse significative de leurs coûts d'approvisionnement énergétique (estimée à 15 % voire plus). Ces gains sont aussi des résultats tangibles de la nouvelle contestabilité du marché éligible français.

Le dynamisme croissant des fournisseurs, la mise en place de règles de marché claires et stables (accès aux interconnexions, accès aux réseaux et tarification, création de la bourse, perfectionnement du mécanisme de responsable d'équilibre, évolution vers un marché d'ajustement), les nouvelles opportunités offertes aux concurrents d'EDF (cession de 6000 MW, indépendance de la CNR et de la SNET) devraient à l'avenir accroître l'insertion du marché dans l'univers de la concurrence.

## V. La CRE et les politiques publiques

La loi du 10 février 2000 définit clairement le partage des responsabilités. Les pouvoirs publics demeurent seuls compétents pour assurer la mise en œuvre des missions de service public, définir et conduire la politique énergétique. Au régulateur revient la mise en œuvre des règles d'accès aux réseaux et plus généralement la régulation du marché ouvert. Les objectifs et décisions prises par les pouvoirs publics ne doivent donc faire l'objet d'aucune appréciation de la part de la CRE, à laquelle ils s'imposent comme des données de fait qu'elle doit prendre en compte dans son action.

Toutefois, le législateur a prévu que le Gouvernement devait prendre l'avis de la CRE sur celles de ses décisions susceptibles d'avoir un impact sur le marché, notamment en matière tarifaire, et également confié à la CRE la conduite de certaines procédures (évaluation des charges de service public, conduite d'appels d'offre pour le soutien aux énergies renouvelables...) lorsque celles-ci sont susceptibles de peser sur le marché et exigent impartialité, neutralité et indépendance pour leur mise en œuvre.

Dans ces domaines, la CRE a choisi une ligne de conduite simple. Elle s'interdit de porter la moindre appréciation sur les objectifs ou orientations qui lui sont soumis mais cherche, conformément aux principes de la directive du 19 décembre 1996 et à la volonté du législateur, à proposer les solutions de mise en œuvre de ces politiques les plus efficaces, les plus claires possibles et les moins coûteuses pour le consommateur.

**La CRE cherche à proposer les solutions de mise en œuvre de ces politiques les plus efficaces, les plus claires possibles et les moins coûteuses pour le consommateur**

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

### 1. En France

Le décret 2000-1196 du 6 décembre 2000 fixe, pour toutes les filières renouvelables et la cogénération, le seuil de l'obligation d'achat à 12 MW, tandis que le décret n°2001-410 du 10 mai 2001, relatif aux conditions d'achat d'électricité pour les producteurs bénéficiant de l'*obligation d'achat* précise les conditions d'achat.

La CRE a émis, le 5 juin 2001, ses avis sur les arrêtés fixant les conditions de rachat de l'électricité produite par les éoliennes, par les centrales hydrauliques et par les usines d'incinération d'ordures ménagères, que le Gouvernement lui a soumis. Ces tarifs appliquent un décret qui dispose que le tarif d'achat est la somme des *coûts évités* de long terme et d'une rémunération supplémentaire correspondant à la contribution à "l'indépendance et la sécurité d'approvisionnement, la qualité de l'air et la lutte contre l'effet de serre, la gestion optimale et le développement des ressources nationales, la maîtrise de la demande d'énergie, la compétitivité de l'activité économique, la maîtrise des choix technologiques d'avenir, et l'utilisation rationnelle de l'énergie".

Si certaines de ces contributions sont quantifiables avec des incertitudes variant toutefois du simple au triple, la plupart ne peuvent pas être chiffrées de façon rationnelle et objective.

Par ailleurs, pour estimer quels sont les développements probables des filières concernées et la charge en résultant sur le marché français de l'électricité, il faut comparer les tarifs d'achat aux coûts réels de chaque filière. Si ces prix sont inférieurs aux coûts, la filière ne se développera pas ; si ceux-ci sont supérieurs, elle risque de se développer au-delà des objectifs poursuivis, générant pour certains producteurs des rentes anormalement élevées et un coût important pour la collectivité. Ce coût se manifestera par l'augmentation des prix, supportée par l'ensemble des consommateurs français et pénalisera la compétitivité de l'économie.

La CRE considère donc, qu'à politique énergétique donnée, le recours à des mécanismes de marché (tels que les appels d'offres prévus par la loi de février 2000<sup>(14)</sup> ou les marchés de certificats verts en cours de développement dans plusieurs pays d'Europe) permettrait de mieux maîtriser les volumes réalisés et de soutenir les filières concernées au moindre coût pour la collectivité. Les avis de la CRE dans ce domaine seront rendus publics en même temps que les arrêtés sur lesquels ils portent.



15

### Les marchés de certificats verts

Les marchés de certificats verts sont de nouveaux mécanismes permettant le soutien des filières d'énergies renouvelables qui ne sont pas économiquement compétitives avec les filières classiques.

Un certificat vert est la preuve attestant que l'électricité qui a été injectée sur le réseau par un producteur est bien d'origine renouvelable. Ce certificat prend la forme d'un document (papier ou électronique) contenant des informations sur la nature et le contexte de la production concernée. Il est émis sous le contrôle d'une autorité compétente.

Du point de vue commercial, un producteur d'électricité renouvelable vend séparément son électricité sur le marché de l'électricité (au prix du marché, donc généralement sans en retirer une rémunération suffisante de ses investissements). Il peut ensuite vendre les certificats verts correspondants sur un marché de certificats distinct et spécifique. La demande sur un tel marché peut reposer sur le

volontariat des consommateurs ou sur des dispositifs réglementaires ou fiscaux.

Ainsi, aux Pays-Bas, la demande d'électricité verte (et donc des certificats associés) est très forte car son prix pour certains consommateurs est inférieur à celui de l'électricité d'origine fossile, du fait d'une taxe pesant sur cette dernière.

Au Danemark, le système des certificats verts qui doit entrer progressivement en vigueur à partir de 2003 pour remplacer le mécanisme d'obligation d'achat aujourd'hui en vigueur, prévoit :

- une obligation portant sur les consommateurs de justifier d'un certain pourcentage C de leur consommation d'origine renouvelable,
- une pénalité P en cas de non respect de cet objectif.

Un tel dispositif crée une demande de certificats pour une quantité égale au pourcentage C de la consommation intérieure totale sous réserve que leur prix soit inférieur à P.

(14) Toutefois, ces appels d'offres sont subordonnés à l'existence d'une programmation pluri-annuelle des investissements (PPI). La loi prévoit qu'un rapport sur cette PPI soit présenté au Parlement en 2001, mais le calendrier d'élaboration du schéma de service collectif de l'énergie, préalable à la PPI, rend improbable le respect de ce délai.

**Il apparaît que les certificats verts pourraient, le moment venu, prendre la relève des obligations d'achat**

## 2. Les perspectives européennes

Alors qu'un projet de directive européenne sur l'électricité d'origine renouvelable prévoit la mise en place de systèmes de certification d'origine, la CRE a suivi avec intérêt les travaux de l'initiative privée RECS (Renewable Electricity Certificate System) visant à expérimenter en grandeur réelle un marché de certificats verts à l'échelle européenne.

Par ailleurs, elle a participé depuis septembre 2000, au sein du CEER, à des échanges fructueux sur les mécanismes de marché de certificats verts qui sont en cours de mise en place en Europe (Angleterre, Italie, Danemark, Suède, Pays-Bas, Belgique notamment).

A la lumière de ces échanges, il apparaît que ces systèmes pourraient, le moment venu, prendre la relève des obligations d'achat. De plus, la mise en place de marchés de certificats verts à nos frontières ouvre la possibilité de vendre des certificats français sur ces marchés et donc nécessite de définir dès aujourd'hui l'articulation entre le système de soutien national mis en place par la loi du 10 février 2000 et la possible émission de certificats, négociables sur d'autres marchés.

16

### Le RECS

Le RECS (Renewable Energy Certificate System) est une initiative privée portée par les principaux électriciens européens dont le but est de mettre en place un marché de certificats verts interopérables entre pays participants.

Le RECS compte plus de 75 adhérents appartenant à 13 pays. Le RECS a démarré en 2001 une expérimentation, en vraie grandeur, de commerce de certificats verts devant durer jusqu'en juillet 2002. Dans un premier temps,

l'expérimentation reposera seulement sur la demande volontaire des participants pour une quantité totale prévue de 1 TWh.

Le but principal de l'expérimentation est de tester la faisabilité technique d'un tel système à l'échelle européenne.

Des entreprises françaises dont TotalFinaElf, EDF, Observ'er et Elyo participent à l'expérimentation.

**Un des effets des obligations d'achat est, pour certaines filières, de provoquer un afflux de projets et de demandes de raccordement aux réseaux publics.**

## 3. Les premières conséquences des obligations d'achat

Un des effets des obligations d'achat en cours de mise en place est, pour certaines filières (comme l'éolien où le projet de tarif annoncé par le Gouvernement en décembre 2000 est particulièrement favorable aux producteurs), de provoquer un afflux de projets et de demandes de raccordement aux réseaux publics.

La capacité de ceux-ci étant limitée et les demandes souvent concentrées dans certaines régions<sup>(15)</sup> où les gisements naturels sont les meilleurs, on assiste à la création de files d'attente pour le raccordement au réseau. En effet, au-delà de l'utilisation des capacités existantes d'évacuation de la puissance, il faut renforcer en amont les réseaux par des investissements souvent longs et coûteux. Il apparaît ainsi que, loin de constituer une source d'énergie décentralisée génératrice d'économies de réseaux, les fermes éoliennes, fréquemment situées loin des centres de consommation, vont induire des surcoûts de réseau qui pourraient se révéler importants. Il semble, en outre, que certains comportements spéculatifs se soient manifestés, profitant du fait qu'entrer dans les files d'attente des gestionnaires de réseaux ne nécessite actuellement ni dépenses très importantes, ni projets très avancés.

Pour éviter de tels comportements, la CRE a entrepris un travail, en liaison avec les professionnels de la filière éolienne et les gestionnaires de réseaux, qui pourrait déboucher sur des modifications des procédures de gestion des demandes de raccordement, permettant aux projets les plus avancés de bénéficier, sans attendre, des capacités de raccordement disponibles.

(15) En région Languedoc-Roussillon, par exemple, RTE a recensé plus de 3000 MW cumulés de demandes de raccordement d'éoliennes aux réseaux de distribution ou de transport

## B. Le Fonds du Service Public de la Production d'Electricité

### *La mise en place du fonds et les montants financiers en cause*

Défini à l'article 5 de la loi du 10 février 2000, le Fonds du Service Public de la Production d'Electricité (FSPPE) a pour vocation de compenser les acteurs supportant les charges du service public de la production d'électricité (obligations d'achat et surcoûts de production dans les DOM et en Corse)<sup>(16)</sup>.

Le FSPPE, dont les ressources proviennent indirectement des consommateurs français, est alimenté par les opérateurs qui vendent de l'électricité à un client final. Dans le cas des importations d'électricité, ce sont les clients importateurs qui sont redevables au fonds. La Caisse des Dépôts et Consignations sera en charge de la gestion comptable et financière du fonds.

Les enjeux concernant le FSPPE sont très importants pour le marché de l'électricité. Une simulation pour l'année 2000 permet d'estimer le montant annuel brut du fonds à environ 700 M€ (4,5 milliards de francs), moins de la moitié pour les zones non interconnectées et plus de la moitié pour les obligations d'achat, notamment la cogénération.

Ramené à la consommation intérieure, le montant de la contribution sur chaque kWh, consommé en France, serait dans ce cas d'environ 0,0015€ / kWh (0,01 F/kWh). Ce montant a vocation à croître dans les années à venir du fait des nouvelles obligations d'achat que le gouvernement s'appête à mettre en place (cf § précédent), notamment concernant l'éolien, et pourrait atteindre, à l'horizon 2010, 2 milliards € voire davantage, soit 0,0045€/kWh environ (0,03 F/kWh) ce qui correspondrait à une hausse de 3 à 15% du prix de l'électricité facturé, selon le type de client.

En pratique, EDF, à la fois principal bénéficiaire et principal contributeur, sera créancier net du fonds. A l'horizon 2010, la contribution totale des clients importateurs devrait s'élever à environ 200 millions €.

Or, les réflexions menées dans le cadre de la préparation du décret ont montré que le mécanisme de recouvrement des contributions prévu par l'article 5 de la loi nécessiterait de mettre en place un système déclaratif lourd et complexe, sans que les pouvoirs publics disposent de moyens de contrôle simples et fiables de ces déclarations, en particulier pour les contributions des clients importateurs. On peut donc redouter une certaine évasion, qui ira croissant avec l'abaissement du seuil d'éligibilité.

Aussi, sans remettre en cause le principe d'une contribution uniforme par kWh consommé, il semble qu'une modification technique de la loi permettrait de mettre en place un mécanisme plus simple et efficace. La CRE appelle de ses vœux une modification technique de la loi, par laquelle les gestionnaires de réseaux prélèveraient une contribution proportionnelle aux kWh ayant transité sur leur réseau.

### *La compensation dans les Zones Non Interconnectées*

En ce qui concerne les *Zones Non Interconnectées (ZNI)*, l'année écoulée n'a pas permis de connaître la politique énergétique poursuivie par le gouvernement (aucune programmation pluriannuelle d'investissements, même spécifique à ces zones électriquement isolées de la plaque continentale métropolitaine, n'a en effet été publiée), alors que de nouveaux moyens de production doivent y être construits dans les toutes prochaines années, pour couvrir l'augmentation de la consommation.

L'absence à ce jour de *programme pluriannuel d'investissements (PPI)* rend impossible l'organisation d'appels d'offres pour la création de ces nouveaux moyens. De ce fait, dans ces

Le mécanisme de recouvrement des contributions nécessiterait un système déclaratif lourd et complexe

La CRE appelle de ses vœux une modification technique de la loi, par laquelle les gestionnaires de réseaux prélèveraient une contribution proportionnelle aux kWh ayant transité sur leur réseau

(16) La loi prévoit également un autre mécanisme de péréquation : le Fonds de Péréquation de l'Electricité, qui permet de compenser les charges liées aux particularités d'exploitation de certains réseaux de distribution, résultant du dispositif institué en faveur des personnes de situation de pauvreté et de précarité, ou relatives à la politique d'aménagement du territoire.

La baisse des  
prix résultant de  
l'ouverture  
pourrait être  
inférieure à la  
hausse du coût  
des politiques de  
soutien aux  
énergies  
renouvelables

zones où la loi a retenu une compensation des surcoûts de production, la CRE ne peut que constater l'absence, pour ces nouveaux moyens, d'incitation à rechercher les solutions entraînant les moindres coûts.

*La transparence sur les charges du service public de la production*

Par ailleurs, la CRE souhaite 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 des politiques publiques, appelé à augmenter dans les années à venir.

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 des politiques de soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération ou au coût de péréquation de certaines charges de service public.

Les douze mois écoulés ont été ceux de la montée en puissance de l'activité de la CRE, qui a acquis son autonomie de gestion à compter du 1er janvier 2001. Dans le cadre de l'organisation mise en place en 2000, elle a développé et approfondi ses méthodes de travail, poursuivant, par ailleurs, son action européenne et internationale.

## I. Les moyens de la CRE

### A. Le budget

Pour son premier exercice budgétaire, la CRE disposait, en application de la loi de finances initiale pour 2000, votée fin 1999, c'est-à-dire avant l'adoption de la loi du 10 février 2000, de 30 millions de francs de crédits de fonctionnement mais, en revanche, n'avait obtenu aucune création d'emplois.

Les ministres compétents avaient alors demandé à leur administration l'affectation de 55 emplois correspondant à une masse salariale de 20 millions de francs. La gestion des recrutements était confiée à leur administration, bien qu'une telle procédure puisse être jugée peu conforme au statut d'une autorité indépendante, dont la crédibilité est en grande partie fondée sur l'autonomie de ses décisions et de son mode de fonctionnement. Par ailleurs, la structure des emplois s'est rapidement révélée inappropriée, ne tenant pas suffisamment compte de la nécessité de pouvoir recruter des experts de haut niveau, dans un domaine très spécialisé. Malgré cette inadéquation, l'essentiel des recrutements effectués fin 2000 a permis de mettre en place l'ensemble de l'encadrement dirigeant et les principaux experts techniques nécessaires au démarrage des travaux de la CRE. Cependant, de trop nombreux recrutements ont connu des délais excessivement longs, et la rémunération des agents n'a été versée que de façon partielle ou avec retard jusqu'à la fin de l'an 2000.

En loi de finances pour 2001, 25 emplois supplémentaires ont été créés, portant à 80 la capacité théorique de recrutement de la CRE pour un montant global de masse salariale de 30 millions de francs, ainsi que 30 millions de francs de crédits de fonctionnement.

Il convient de rappeler que, dans un rapport de préfiguration remis aux ministres au début de 2000, le président de la CRE estimait que les effectifs nécessaires à l'exercice de la régulation des marchés de l'électricité et du gaz s'élevaient à 150 environ. Comparé aux effectifs des autres régulateurs de l'électricité et du gaz à l'étranger, ceux de la CRE apparaissent dès lors comme particulièrement modestes.

#### 17 Comparaison des effectifs entre régulateurs européens

	France	Grande-Bretagne	Italie	Belgique	Espagne
Nom	CRE	OFGEM	APEEG	CREG	CNE
Champ couvert	Elec.	Elec./Gaz	Elec./Gaz	Elec./Gaz	Elec./Gaz
Année de référence	2001	2001	2001	2000	2001
(E) Effectifs	80*	330 (a)	120 (b)	36 (c)	160
(B) Budget (MF)	60**	390	84	41	95

(a) effectif après rationalisation (transfert de certaines activités au Gas and Electricity Consumer Council) Source CRE  
 (b) 150 agents en 2002.  
 (c) 55 agents en 2001  
 \* emplois prévus en loi de finances 2001, en pratique 65 recrutements  
 \*\* dont 30 MF de masse salariale



Malgré l'inadéquation du tableau des emplois, l'essentiel des recrutements effectués fin 2000 a permis de mettre en place l'ensemble de l'encadrement dirigeant et les principaux experts techniques nécessaires au démarrage des travaux de la CRE



La CRE continue de s'interroger sur la compatibilité entre sa soumission aux règles habituelles d'élaboration du budget de l'Etat et le principe d'indépendance qui gouverne et légitime son statut

La CRE, faisant sienne cette analyse, a adopté, au mois de mai 2001, une demande budgétaire pour 2002 présentée aux ministres, qui tient compte de la nécessité de donner à la CRE les moyens de l'accomplissement réel des missions de régulation du marché électrique.

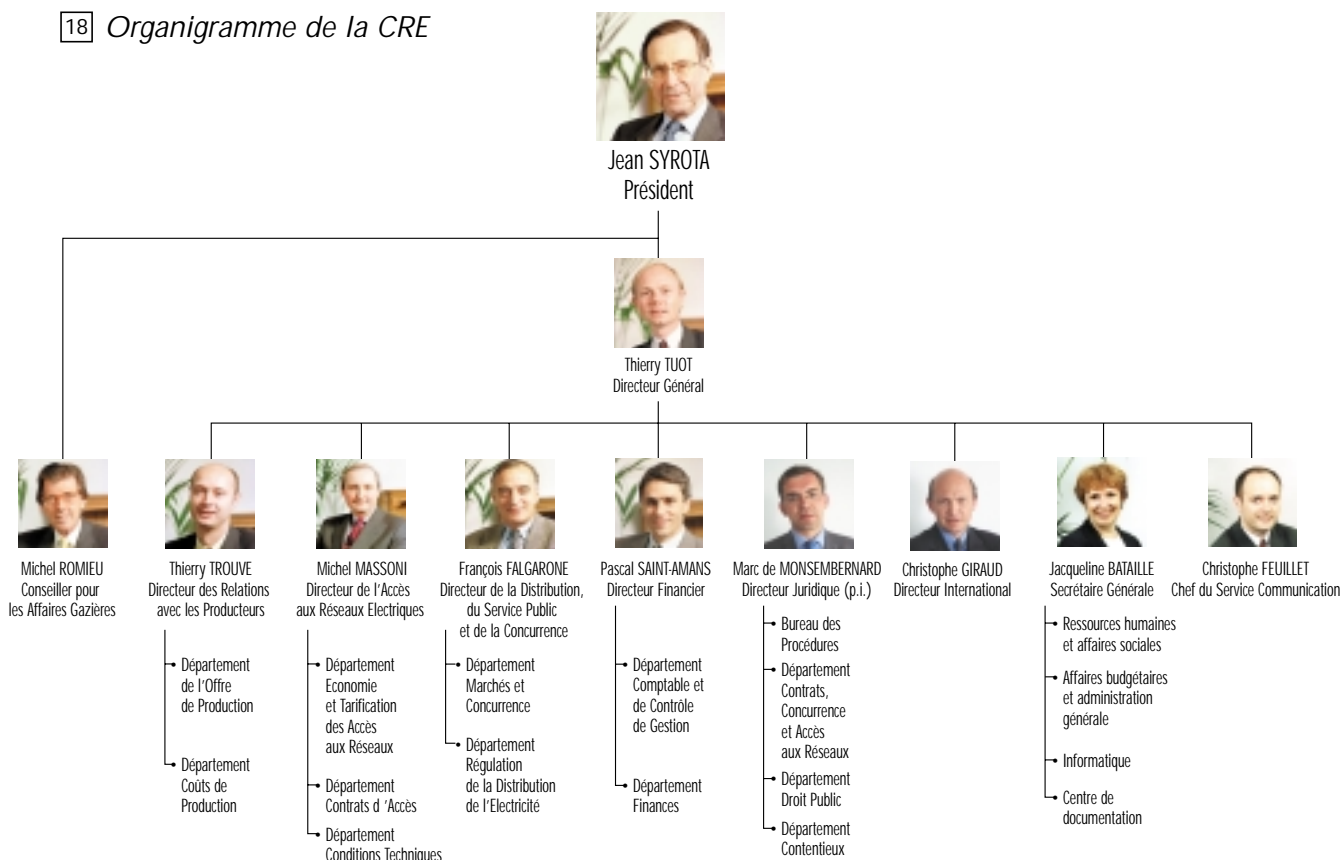
La demande budgétaire relative aux moyens pour 2002 s'établit, ainsi, à 112 emplois (demande identique à celle déjà formulée pour 2001), à 44,4 millions de francs de masse salariale et à 53,5 millions de francs de crédits de fonctionnement. La demande insiste sur la nécessité de restructurer le tableau des emplois de la CRE. En effet, en 2001, les 80 emplois théoriquement affectés, y compris les membres de la CRE, ne permettent pas de recruter plus de 65 agents. La structure du tableau, décidée par le Ministre des Finances avant la création de la CRE, est analogue à celle d'une administration centrale, alors que la CRE, administration de mission, emploie essentiellement des cadres de haut niveau et une part importante de contractuels, dont le niveau de rémunération exige d'utiliser la masse salariale de plusieurs emplois de catégories B et C pour créer un emploi de contractuel.

La CRE continue de s'interroger sur la compatibilité entre sa soumission aux règles habituelles d'élaboration du budget de l'Etat et le principe d'indépendance qui gouverne et légitime son statut. En effet, le gouvernement fixe ses ressources alors qu'il est aussi le propriétaire de l'opérateur historique.

Deux voies mériteraient, à cette occasion, d'être explorées: celle de l'affectation d'une ressource propre, assise, par exemple, sur le chiffre d'affaires des gestionnaires de réseaux, comme le pratiquent certains pays, ou celle d'un dialogue direct avec le Parlement pour la fixation du budget. Créée par la volonté du législateur, qui peut exercer un contrôle réel sur son activité, la CRE estime que la présentation de ses demandes budgétaires directement devant la commission compétente de chacune des assemblées parlementaires, combinerait heureusement les principes d'indépendance et de responsabilité auxquels elle est particulièrement attachée.

## B. Les personnels

18 Organigramme de la CRE



Au 30 juin 2001, la CRE compte 57 agents. L'effectif des services est composé de 62 % d'hommes et de 38 % de femmes, dont la moyenne d'âge est de 40 ans. Les recrutements d'ores et déjà engagés porteront l'effectif à 65 agents au 1er septembre 2001. Ils ne pourront guère dépasser ce seuil à la fin de l'année, correspondant à l'effectif théorique de 80 prévu par la loi de finances.

L'effectif est composé de plus de 90 % de cadres, dont la plupart sont affectés sur les fonctions opérationnelles de l'activité de régulation. 36 % sont des fonctionnaires détachés, 64 % des contractuels, répartis en 16 de catégorie A+, 26 de catégorie A, 2 de catégorie B et 7 de catégorie C (soit une répartition, hors commission, de 82 % de cadres et 18 % de non cadres).

Le salaire moyen s'établit, toutes indemnités comprises, à 162 KF/ an pour les catégories C, 213 KF/an pour les B, 279 KF/an pour les A, et 494 KF pour les A+. Les services fonctionnels de support (secrétariat général, communication) comptent 9 personnes, les services opérationnels 42.

La CRE envisage de se doter d'instances représentatives du personnel dès que ses effectifs auront atteint la taille critique nécessaire à l'organisation d'une représentation et d'élections.

Elle a entrepris, dès cette année, de définir les modalités de passage au régime des 35 heures (décret du 25 août 2000). Après avoir discuté des modalités d'application au sein d'un groupe de travail représentant toutes les catégories de personnel et lors de plusieurs réunions d'information (avec tous les agents, au sein de chaque direction, avec les directeurs), la CRE a donné le 22 mai un avis favorable à la mise en œuvre d'un régime unique pour tous les agents. Fondé sur la durée légale en vigueur (1 600 heures annuelles), il accorde 18 jours de congés annuels. Après accord de l'ensemble du personnel consulté, ce régime sera mis en vigueur à compter du 1er septembre 2001. Expérimental et provisoire, il sera évalué par un groupe de suivi avant d'être définitivement confirmé, après consultation du Comité Technique Paritaire, lorsqu'il aura été créé.

Les travaux conduits à l'occasion de la définition de ce régime ont également porté sur l'organisation et les méthodes de travail des services, afin de définir des orientations permettant de suppléer la perte de moyens résultant de la réduction du temps de travail. En effet, conformément aux principes en vigueur dans l'administration de l'État, aucune des créations d'emplois demandées en 2002 ne viendra compenser le passage aux 35 heures. Les orientations retenues, qui seront progressivement mises en œuvre au cours des mois à venir, portent autant sur les moyens techniques que sur les méthodes et l'organisation.

## II. Le fonctionnement de la CRE

La CRE s'est réunie 47 fois depuis le 1er juillet 2000, et a adopté 21 délibérations, dont 12 portaient sur des avis ou propositions, 3 avaient un caractère réglementaire, le reste portant sur des recommandations ou des communications.

### A. Le règlement intérieur

La CRE avait arrêté un règlement intérieur dès avril 2000. Toutefois, afin de tenir compte de la publication du décret n° 2000-894 du 11 septembre 2000 "relatif aux procédures applicables devant la Commission de Régulation de l'Électricité", la CRE a dû adopter, dans sa séance du 15 février 2001, un nouveau règlement intérieur. Le nouveau règlement modifie les règles relatives à la publicité des séances et à la désignation des rapporteurs dans les procédures de règlement des différends et de sanctions, qui ne peuvent plus être choisis parmi les membres de la CRE, mais seulement parmi les agents des services.

Lors de l'avis qu'elle avait rendu sur le décret du 11 septembre, la CRE avait regretté que les principes de son règlement soient solennisés par un décret en Conseil d'État. Sans apporter de nouvelles garanties par rapport au règlement adopté en avril 2000, ce texte sera plus difficile à modifier lorsqu'il devra être adapté aux inévitables et rapides évolutions jurisprudentielles affectant ce domaine.

**La CRE envisage de se doter d'instances représentatives du personnel dès que ses effectifs auront atteint la taille critique nécessaire à l'organisation d'une représentation et d'élections**

**Elle a entrepris, dès cette année, de définir les modalités de passage au régime des 35 heures (décret du 25 août 2000)**

La CRE a préparé ses délibérations en procédant à la concertation la plus large possible.

## B. Les principes d'action

### *La transparence*

Chaque fois que le sujet s'y prêtait, la CRE a organisé des consultations informelles, préalablement à ses délibérations. Tout en s'abstenant, comme le prévoit la loi, de rendre publics, avant que le gouvernement n'ait pris sa décision, ses avis et propositions ainsi que, en l'absence d'autorisation expresse du gouvernement, les projets de textes dont elle est saisie pour avis, la CRE a préparé ses délibérations en procédant à la concertation la plus large possible.

Ainsi, la CRE, saisie d'un projet de décret relatif aux informations commercialement sensibles détenues par les gestionnaires de réseaux publics de transport et de distribution, a procédé à cinq auditions de gestionnaires de réseaux et d'utilisateurs, qui lui ont permis de préciser la définition de l'information commercialement sensible et de mieux cerner, selon la définition retenue, les difficultés de la mise en œuvre des dispositions visant à en préserver la confidentialité.

De même, la CRE a procédé à trois auditions sur les quatre projets de décrets et d'arrêtés relatifs à la qualité de l'électricité sur les réseaux publics du domaine de tension HTB et aux conditions de raccordement des installations de production d'énergie électrique. La CRE a achevé ses consultations en vue de l'élaboration d'une proposition d'un tarif d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution: six auditions sont intervenues en la matière depuis le 1er juillet 2000.

La CRE a également recouru à la consultation publique sur le programme d'investissements de RTE, qui lui a permis de recueillir de nombreuses contributions, notamment sur son site Internet, [www.cre.fr](http://www.cre.fr).

### *La rapidité*

La CRE a pris ses délibérations dans des délais brefs et compatibles avec l'organisation des auditions qu'elle estime nécessaires.

#### [19] *Délibérations prises par la CRE*

Textes	Dates de saisine	Délais de réaction
Projet de décret relatif aux tarifs d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution	20/07/00	5 jours
Tarif annexé au projet de décret relatif aux tarifs de vente de l'électricité aux clients non éligibles	31/08/00	7 jours
Projet de décret relatif aux informations commercialement sensibles détenues par les gestionnaires de réseaux	10/01/01	22 jours
Projet de décret relatif à la qualité de l'électricité sur les réseaux publics du domaine de tension HTB	16/02/01	54 jours
Projet de décret relatif aux conditions de raccordement en HTB au réseau public de transport des installations de production d'énergie électrique	16/02/01	54 jours
Projet d'arrêté relatif aux données techniques à fournir pour le raccordement en HTB sur le réseau public de transport d'une installation de production d'énergie électrique	16/02/01	53 jours
Projet d'arrêté fixant les méthodes et hypothèses de calcul pour l'insertion d'une installation de production d'énergie électrique sur le réseau de transport public d'électricité	16/02/01	53 jours
Quatre demandes d'autorisation d'achat pour revente d'électricité	07/12/00	5 jours
	14/03/01	8 jours
	13/03/01	9 jours
	28/02/01	1 jour
Arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les usines d'incinération d'ordures ménagères	18/05/01	17 jours
Arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant l'énergie hydraulique	18/05/01	17 jours
Arrêté fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations éoliennes	28/05/01	7 jours

Source CRE

## C. La communication

La CRE privilégie, depuis sa création, une communication centrée sur les opérateurs du marché (consommateurs éligibles, producteurs, traders, distributeurs...). Ce souci de favoriser au maximum la connaissance des avancées réalisées en matière d'ouverture du secteur électrique s'exprime en particulier sur le site Internet de la CRE qui fait une large place à l'information pratique à l'intention des acteurs du marché (liste de fournisseurs présents sur le marché français, guide pratique du client éligible...). Le site [www.cre.fr](http://www.cre.fr) connaît d'ailleurs une fréquentation croissante depuis un an, entre 4 et 5000 visites en moyenne chaque mois. Celle-ci devrait se renforcer dans les mois à venir avec le lancement d'une nouvelle version du site, plus ergonomique et plus riche d'informations sectorielles.

Pour favoriser un accès rapide à l'information, la CRE offre aux internautes la possibilité de s'abonner gratuitement à son bulletin d'information électronique, qui met l'accent sur les nouvelles ayant un impact sur le marché (textes, communiqués de presse, délibérations récentes...). Cette fonction d'alerte compte plus de 2000 abonnés.

La CRE s'efforce également de répondre aux invitations des organisateurs de manifestations professionnelles (conférences, forums...) qui réunissent les acteurs du secteur, pour mieux appréhender les préoccupations des opérateurs et améliorer leur compréhension du marché français et de l'action de la CRE. A cet égard, la CRE entretient également des contacts informels, soutenus et constructifs avec tous les opérateurs (producteurs, négociants, consommateurs éligibles, organisations professionnelles...) français et étrangers qui en font la demande. Ces échanges peuvent également se tenir ou se poursuivre sur le site Internet [www.cre.fr](http://www.cre.fr), via la messagerie CRE ([cre@fr.st](mailto:cre@fr.st)). Cet outil de dialogue est utilisé par les opérateurs, les universitaires, les institutions, les cabinets d'avocats ou de conseil.

Deux conférences de presse ont été organisées depuis un an, l'une pour présenter le premier rapport d'activité (juin 2000), trois mois après la création de la CRE, l'autre en février 2001, pour faire un point sur les progrès du marché français, un an après le vote de la loi. En dehors de ces événements, la CRE a diffusé une quinzaine de communiqués de presse pour expliciter ses décisions et donner de la visibilité à son action. En outre, des rencontres régulières sont organisées entre les commissaires et les journalistes intéressés. L'ouverture du marché en France reste encore un sujet plutôt réservé à la presse économique et internationale, compte tenu du monopole conservé par l'opérateur historique pour l'approvisionnement des particuliers.

## III. L'action européenne et internationale

La CRE a développé des relations institutionnelles avec la Commission Européenne. La CRE a ainsi acquis le statut d'interlocuteur de référence pour l'appréciation de l'évolution du marché par la Commission Européenne, comme l'a illustré le rôle qu'elle a pu jouer lors des auditions consacrées à l'opération de prise de contrôle conjoint d'EnBW par EDF.

La CRE a participé activement aux travaux du CEER et du forum de Florence. Elle a poursuivi ses relations bilatérales avec les régulateurs européens qu'elle a, pour certains, accueillis lors de séances de la CRE. Elle a aussi développé des relations avec d'autres régulateurs, qui lui ont rendu visite, ou reçu des délégations s'intéressant au modèle français de régulation. Elle a ainsi noué des relations de travail avec les pays candidats à l'Union européenne travaillant à la transposition de l'acquis communautaire (République Tchèque, Slovaquie, Hongrie, Pologne). Elle a également reçu des délégations venant d'Argentine, de Chine, du Japon, de Malaisie, du Mexique et du Québec.

Nombre de ces pays manifestent leur intérêt pour l'expérience de la France, où l'ouverture des marchés s'opère à partir d'une situation de monopole, marquée par la prédominance de l'opérateur historique intégré.

**La CRE privilégie, depuis sa création, une communication centrée sur les opérateurs du marché**



*Rencontre entre Monsieur GUERIN, Président de la Régie de l'Énergie (autorité de régulation du Québec) et la CRE (14 juin 2001)*

**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.

**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 16GWh, 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.

**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 résultats 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

**Ecart 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.

**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 "rurban".

**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.

**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.

**"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.

**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.

**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.

**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'Électricité. 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

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

**APX** : Amsterdam Power Exchange

**BAK** : Bundes- Kartellamt

**Cal-Iso** : California Independant System Operator

**CALPX** : California Power Exchange

**CEER** : Council of European Energy Regulators

**DGCCRF** : Direction Générale de la Concurrence et de la Répression des Fraudes

**DGEMP** : Direction Générale de l'Énergie et des Matières Premières

**DGTREN** : Direction Générale de l'Énergie et des Transports

**DIGEC** : Direction du Gaz, de l'Électricité et du Charbon

**EEX** : European Energy Exchange

**ELD** : Entreprises Locales de Distribution

**ELE** : Entreprises Locales d'Électricité

**ETSO** : European Transmission System Operators

**FERC** : Federal Energy Regulatory Commission

**FNSICAE** : Fédération Nationale des Sociétés d'Intérêt Collectif Agricole d'Électricité

**FNCCR** : Fédération Nationale des Collectivités Concédantes et Régies

**FSPPE** : Fonds du Service Public de la Production d'Électricité

**GRT** : Gestionnaire du Réseau de Transport

**GRTN** : Gestore de la Rete di Transmisione Nazionale

**LPX** : Leipzig Power Exchange

**MADE** : Mise à Disposition de l'Électricité

**NETA** : New Electricity Trading Agreement

**NGC** : National Grid Compagny

**NTC** : Net Transfert Capacity

**OTC** : Over The Counter

**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'Électricité

**UCTE** : Union pour la Coordination du Transport de l'Électricité

**ZNI** : Zone Non Interconnectée

# 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 kilowatt heure (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



## Austria

Mr Walter Boltz  
Director  
Elektrizitäts-Control GmbH  
Kärntner Ring 5-7/7  
A - 1010 Wien  
Tel - 43 1 514 74 530  
Fax - 43 1 514 74 130  
www.el-co.at

## Belgium

Mrs Christine Vanderveeren  
Président  
Commission pour la Régulation de  
l'Electricité et du Gaz  
Rue Wiertz 50  
1050 Bruxelles  
Tel - 32 2 289 76 82  
Fax - 32 2 289 76 39  
www.creg.be

## Denmark

Mr. Hans Henrik H. Østergaard  
Chairman  
Danish Energy Regulatory Authority  
(Energitilsynet)  
Nørregade 49  
1165 København  
Tel - 45 33 17 70 00  
Fax - 45 33 32 61 44  
www.ens.dk

## Finland

Mrs. Asta Sihvonen-Punkka  
Director  
The Electricity Market Authority  
Etelainen Makasiinikatu 4  
00130 Helsinki  
Tel - 358 9 62 20 36 11  
Fax - 358 9 62 21 911  
www.energiainkinnavirasto.fi

## France

Mr. Jean Syrota  
Président  
Commission de Régulation  
de l'Electricité  
149, rue de Longchamp  
75116 Paris  
Tel - 33 1 56 91 41 10  
Fax - 33 1 56 91 41 11  
www.cre.fr

## Greece

Mr. P. Capros  
Chairman  
RAE-Regulatory Authority for Energy  
80, Michalakopoulou str.  
10192 Athens  
Tel - 30 1 77 23 641  
Fax - 30 1 77 23 630  
www.rae.gr

## Ireland

Mr. Tom Reeves  
Commissioner  
Commission for Electricity Regulation  
5-9 South Frederick Street - 1st floor  
Dublin 2  
Tel - 353 1 604 08 50  
Fax - 353 1 677 78 68  
www.cer.ie

## Italy

Mr. Pippo Ranci  
President  
Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas  
5 Piazza Cavour  
20121 Milano  
Tel - 39 02 65 56 52 01  
Fax - 39 02 65 56 52 78  
www.autorita.energia.it

## Luxembourg

Mrs. Odette Wagener  
Institut Luxembourgeois de Régulation  
45A, Avenue Monterey  
L-2922 Luxembourg  
Tel - 352 4588 45 28  
Fax - 352 4588 45 88  
www.etat.lu/ILR

## Netherlands

Mr. Jacques de Jong  
Director  
Dutch Electricity Regulator  
Box 16 326  
2500 BH The Hague  
Tel - 31 70 330 35 01  
Fax - 31 70 330 35 35  
www.nma-dte.nl

## Northern Ireland

Mr. Douglas McIlldoon  
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

## 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 91 42  
Fax - 47 22 95 90 99  
www.nve.no

## Portugal

Mr. Jorge Vasconcelos  
Chairman  
Entidade Reguladora do Sector Eléctrico  
Edifício Restelo - Rua Dom Cristóvão da  
Gama nº1-3º  
1400-113 Lisboa  
Tel - 351 21 303 32 33  
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 02  
Fax - 34 91 577 13 62  
www.cne.es

## Sweden

Mr. Håkan Heden  
Deputy Director General  
Swedish National Energy Administration  
Office of the Electricity and Gas  
Regulator  
P.O Box 310  
631 04 Eskilstuna  
Tel - 46 16 544 20 02  
Fax - 46 16 544 20 99  
www.stem.se

## United Kingdom

Mr. Callum McCarthy  
Director General  
Ofgem  
3rd floor, Stockley House  
130 Wilton Road  
London SW1V 1 LQ  
Tel - 44 207 901 74 90  
Fax - 44 207 901 70 62  
www.ofgem.gov.uk