

))) La régulation du marché de l'électricité

I Les acteurs et les marchés de l'électricité	58
1. Les acteurs des marchés européens	58
2. Le marché de gros de l'électricité	59
3. Le marché de détail	74
4. Vers l'ouverture totale des marchés	79
II L'accès aux réseaux publics d'électricité	82
1. Le suivi de la qualité par la CRE sur les réseaux publics d'électricité	82
2. Les référentiels techniques des gestionnaires de réseaux publics d'électricité	83
3. L'action de la CRE au sein du CEER/ERGEG	84
4. L'indépendance des gestionnaires de réseaux publics d'électricité est indispensable à l'ouverture des marchés	85
5. Les engagements destinés à garantir l'absence de toute pratique discriminatoire	87
6. Les contrats d'accès au réseau de distribution	88
7. Le cahier des charges du réseau public de transport d'électricité	89
8. Les principes de dissociation comptable	89
9. La préparation d'un nouveau tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité	90
10. L'approbation du programme d'investissements de RTE par la CRE	93
11. Un mécanisme d'ajustement efficace et robuste	96
12. Les échanges transfrontaliers d'énergie	99
III Le service public de l'électricité dans le marché régulé	108
1. Le contenu du service public de l'électricité	108
2. Les tarifs de vente réglementés de l'électricité	109
3. Le développement des capacités de production dans le cadre de la programmation pluriannuelle des investissements	111
4. Les charges de service public de l'électricité	113
5. Le recouvrement de la CSPE	115

I Les acteurs et les marchés de l'électricité

1 Les acteurs des marchés européens

1. Une grande variété d'acteurs anime le marché français

Le marché français de l'électricité est constitué d'intervenants actifs sur tout ou partie des domaines suivants : la production, le négoce, et la fourniture pour consommation finale.

La production est assurée par un petit nombre d'acteurs. Il s'agit principalement d'EDF, de la SNET, de la CNR, d'Electrabel France, et de Total. Les petits producteurs d'énergie renouvelable (éolien, cogénération, solaire, etc.) ne participent généralement pas au marché.

En revanche, un très grand nombre d'opérateurs (environ 60) participent à l'activité de négoce (ou *trading*), qui consiste essentiellement à réaliser des arbitrages sur les différents segments du marché de gros qui sont décrits par la suite. Ces acteurs sont principalement des filiales de groupes européens de l'énergie, mais certaines banques sont également présentes. Les plus importants sont EDFT, Electrabel, EGL, RWE Trading, ATEL, Total, Merrill Lynch, Barclays, E.ON V, Nuon, Vattenfall Trading, BKW, Sempra, Endesa Trading, Essent Energy, Verbund, Statkraft...

Les fournisseurs aux clients finals peuvent être classés en trois catégories : les fournisseurs historiques (EDF ainsi que 160 ELD dont les 6 plus importantes sont : Electricité de Strasbourg, Gaz Electricité de Grenoble, SICAE de l'Oise, Sorégies, Régie des Deux Sèvres, Usine et Electricité de Metz) ; les fournisseurs alternatifs ayant pour cible commerciale les petits et moyens sites (Poweo, Direct Energie, Gaz de France,...) ; et les fournisseurs alternatifs ayant pour cible les grands sites de consommation (Electrabel, ATEL, SNET, HEW, Gaselys et Total...).

2. Les principaux acteurs européens mènent des opérations capitalistiques

L'année 2004 est principalement caractérisée par des prises de participation sélectives.

EDF

Le gouvernement français a confirmé son intention d'ouvrir le capital d'EDF d'ici la fin de l'année 2005. La loi du 9 août 2004 autorise l'Etat français à céder, au plus, 30% du capital de l'opérateur historique.

EDF a recentré ses activités sur ses priorités stratégiques. Ceci s'est traduit par un renforcement sur le marché allemand avec l'augmentation en décembre 2004 de la participation détenue dans EnBW à hauteur de 45%. EnBW a par ailleurs acquis 15,05% de MVV Energie, cinquième opérateur en Allemagne et a cédé sa participation dans l'espagnol Hidrocantabrico, quatrième opérateur en Espagne, à Electricidad de Portugal. L'Italie est une des priorités stratégiques d'EDF avec sa participation de 18% dans Italenergia, lui-même actionnaire d'Edison, deuxième opérateur électrique italien, à hauteur de 62%. EDF a récemment obtenu la levée de la limite à 2% de ses droits de vote dans Edison, et a signé un accord avec l'opérateur italien AEM de prendre le contrôle direct d'Edison à 100%. Le capital d'Edison sera réparti à part égale entre EDF et AEM.

En septembre 2004, EDF a vendu sa participation de 2,3% dans Total dont il était le troisième actionnaire.

Enel

L'Etat italien a poursuivi son désengagement de l'opérateur. Ayant déjà cédé 32% d'Enel en 1999 et 6,6% en 2003, le Trésor italien a réduit sa participation de 30% en octobre 2004. Il ne détient plus aujourd'hui que 31,4% du capital de l'opérateur historique italien.

Enel a renforcé ses positions en Europe de l'Est. Enel a acquis en juillet 2004, 51% de deux distributeurs roumains (Electrica Banat et Electrica Dobrogea) représentant environ 20% du marché roumain. En Slovaquie, Enel a acquis 66% de l'opérateur dominant Slovenske Elektrarne.

En novembre 2004, Enel a acquis 5% de Powernext, la bourse française de l'électricité.

Electrabel

Electrabel a renforcé sa position en France, où il détient 49% de la Compagnie Nationale du Rhône, en se portant

acquéreur de 80% de la Société Hydro-Electrique du Midi (producteur hydraulique produisant environ 2 TWh par an), dont il commercialisait l'électricité produite depuis mai 2003. Electrabel a annoncé que l'achat devrait être effectué de manière progressive entre 2005 et 2007.

E.ON

E.ON reste l'un des acteurs les plus actifs en matière d'acquisitions. En janvier 2004, E.ON a renforcé sa position au Royaume-Uni où il est déjà le deuxième producteur et fournisseur. Via sa filiale à 100% Powergen, il a racheté le distributeur anglais Midlands Electricity, faisant d'E.ON le deuxième distributeur du Royaume-Uni. E.ON met en place une stratégie d'expansion en Europe de l'Est. En octobre 2004, E.ON a racheté 67% de deux fournisseurs en Bulgarie, Gorna Oryahovitza et Varna, représentant environ 25% du marché bulgare. Depuis novembre 2004, E.ON mène des négociations exclusives avec la Roumanie pour l'achat de 51% du distributeur roumain Electrica Moldova (4,1 TWh, 1,3 million de clients).

E.ON a également été très entreprenant dans le secteur du gaz, afin de pouvoir offrir des offres mixtes. E.ON a ainsi signé un accord de coopération avec le russe Gazprom sur la production gazière et électrique en Russie et le développement des infrastructures de distribution et de vente gazière et électrique sur le marché européen.

RWE

En avril 2004, l'électricien allemand a vendu sa participation de 20% dans l'entreprise suisse Motor-Columbus, qui détient 58,5% de l'opérateur suisse Atel. En novembre 2004, RWE a vendu sa participation de 25% dans le producteur italien Elettra.

2 Le marché de gros de l'électricité

1. La concurrence se développe sur le marché de gros français

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

En France, le marché de gros de l'électricité a démarré à la fin de l'année 2000 : il englobe les transactions s'effectuant via la bourse de l'électricité Powernext (PWX Spot et PWX Futures) et celles s'effectuant au travers d'échanges bilatéraux (OTC ou « *over the counter* »). Il comprend les échanges purement financiers et les transactions débouchant sur une livraison physique d'électricité sur le réseau français (figure 25).

Au cours de l'année 2004, les volumes de transactions sur le marché de gros français se sont nettement développés : l'énergie échangée entre responsables d'équilibre a ainsi atteint 17,4 TWh en décembre 2004.

Comme le montre la figure 26, les volumes échangés sur le marché de gros français pour livraison en France ont crû de façon régulière au cours des trois dernières années.

Sur le 1^{er} trimestre 2005, le volume total des transactions sur le marché de gros livrées sur la plaque France est estimé à 55 TWh, soit environ 34% des injections ou soutirages sur le réseau électrique français au cours de la période.

La figure 26 illustre également le fait qu'en France, comme dans le reste de l'Europe (sauf sur NordPool, le marché scandinave), les volumes de transactions sur les bourses d'échange restent très limités au regard des volumes échangés entre acteurs. Malgré le développement des marchés d'échanges organisés, l'essentiel du commerce de gros de l'électricité continue donc de s'effectuer sur le mode du gré à gré, au travers de transactions OTC directes ou via des intermédiaires (sociétés de courtage et plate-formes de *trading*).

A. Le marché OTC poursuit son développement

Les données de volumes concernant les transactions bilatérales n'étant pas publiques, seul le volume des échanges de blocs (transactions donnant lieu à livraison) est connu. Les transactions purement financières, débouclées avant livraison, représentent plusieurs fois le volume livré.

Les contrats, toutes échéances confondues, concernent généralement des produits-types (identiques dans toute l'Europe continentale) : produits base (livraison 24 heures sur 24 et 7 jours sur 7) et produits pointe (livraison de 08h00 à 20h00 du lundi au vendredi).

Les volumes traités en OTC sont en augmentation sur le début de l'année 2005, pour atteindre 16,4 TWh en moyenne mensuelle au 1^{er} trimestre 2005 (contre 15,5 TWh sur le dernier trimestre 2004).

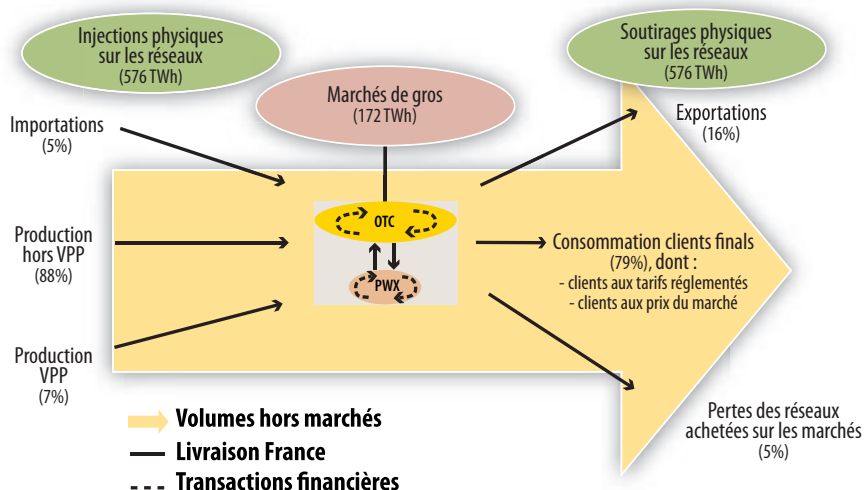
Même si ces chiffres sont en progression, les volumes échangés sur le marché de gré à gré français restent nettement en deçà de ceux observés sur des marchés plus matures comme l'Allemagne ou le Royaume-Uni.

B. Powernext lance de nouveaux produits et améliore sa liquidité

a. Powernext Futures

Le marché à terme de Powernext, *Powernext Futures*, a été inauguré le 18 juin 2004. Il permet aux opérateurs de marché de se couvrir, améliorant ainsi la sécurité et l'optimisation

Figure 25 : Le marché de gros français



Source : CRE d'après données RTE 2004

de l'approvisionnement en énergie électrique et limitant le recours systématique aux contrats de court terme. Il facilite ainsi les échanges d'électricité à terme en complément des contrats « la veille pour le lendemain » négociés sur *Powernext Spot* et des contrats bilatéraux négociés sur le marché de gré à gré.

Powernext offre des produits à terme (livraison sur une période future donnée) cotés en continu sur des échéances mensuelles (trois prochains mois), trimestrielles (quatre prochains trimestres) et annuelles (deux prochaines années). Arrivés à échéance, ces produits donnent lieu à une livraison sur le réseau de transport d'électricité, *Powernext* effectuant, pour le compte des membres, la nomination des quantités concernées à RTE. Le gestionnaire du réseau de transport RTE garantit les livraisons sur le réseau haute tension français. La chambre de compensation *Cleynet* garantit quant à elle les transactions financières en se portant contrepartie centrale à tous les échanges.

La liquidité de *Powernext Futures* est assurée par la présence de deux animateurs de marché (EDF et Electrabel) qui garantissent en permanence une fourchette d'ordres acheteur/ven-
deur serrée pour une quantité de l'ordre de 25 MW.

Depuis sa création, les volumes mensuels affichés sont en progression régulière, franchissant la limite des 3 TWh en novembre 2004. Ces volumes ne semblent cependant pas encore stabilisés puisque la liquidité a été moindre en décembre 2004 et en janvier 2005 et qu'elle a connu un recul particulièrement important en février 2005. En terme de volumes quotidiens échangés, un record a été atteint sur *Powernext*

Futures le 20 octobre 2004 avec plus de 1 580 GWh traités. Au cours des 9 premiers mois de fonctionnement de *Powernext Futures*, 17,7 TWh y ont été négociés.

Pendant le premier mois d'activité de *Powernext Futures*, neuf entreprises étaient présentes sur le marché : CNR, EDF Trading, Endesa, Gaselys, Iberdrola, Union Fenosa, NorskHydro, Electrabel et Total. Au 8 mai 2005, *Powernext Futures* totalise 17 membres actifs.

b. *Powernext Spot*

Le marché *Powernext Futures* vient en complément du marché *Powernext Spot*, mis en place en novembre 2001, qui organise des échanges d'électricité la veille pour le lendemain, sous la forme de 24 produits horaires ou de divers blocs horaires (blocs de 4 heures par exemple). La méthode de cotation retenue est celle du *fixing*.

Au cours de l'année 2004, *Powernext Spot* a continué sa progression régulière en terme de volumes traités. Fin mai, la barre des 50 000 MWh de volume quotidien a ainsi été franchie pour la première fois. Le 10 novembre 2004, la bourse *day-ahead* a établi un nouveau record de volume quotidien à 65 350 MWh. Le marché *spot* de *Powernext* a ainsi progressé de 89% en un an, passant de 7,48 TWh en 2003 à 14,18 TWh en 2004. Cette tendance se poursuit avec les records enregistrés en janvier 2005.

Ainsi, en 2004, *Powernext* estime que le marché *spot* représente près de 60% des volumes d'équilibrage du marché français.

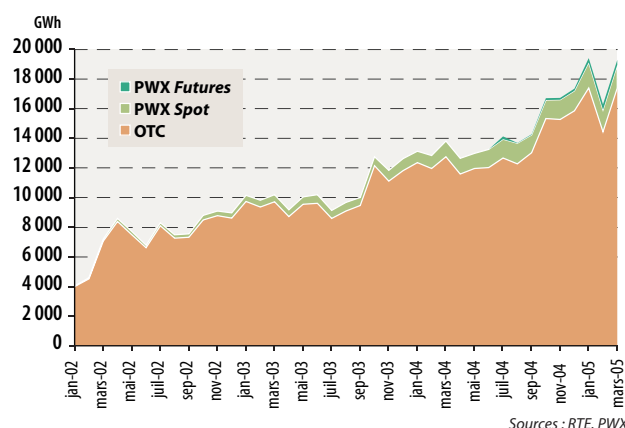
Powernext Spot a acquis 10 nouveaux membres négociateurs au cours de l'année 2004, ce qui confirme l'intérêt des acteurs du marché européen pour la bourse française de l'électricité. Au 8 mai 2005, *Powernext Spot* compte 44 membres actifs.

La part de marché par semaine des cinq membres les plus actifs sur *Powernext Spot* a oscillé entre 33 et 45% en 2004 : le marché est donc resté atomisé, comme le confirme le calcul de l'indice de concentration présenté plus loin.

c. Comparaison européenne

Encore relativement jeunes, les marchés *spot* et *futures* *Powernext* présentent une liquidité certes modeste mais en croissance régulière. Rapportées à la consommation française,

Figure 26 : Volume mensuel des échanges de blocs sur le marché français



les transactions effectuées sur Pownext restent toutefois encore marginales.

Les volumes négociés sur Pownext restent faibles en comparaison avec ses voisins européens. Au-delà de la maturité des différents marchés organisés, les volumes négociés sur les différentes bourses européennes peuvent en effet varier sensiblement en raison de différences importantes en matière de règles et structure de marché et de produits offerts.

La figure 27 montre les volumes *spot* échangés sur les principales bourses européennes (les volumes des produits à terme ne sont pas inclus dans le graphique). Le pool espagnol Omel représente environ 85% de la production nationale en Espagne, du fait de sa nature quasi-obligatoire (les producteurs en Espagne ne peuvent bénéficier d'un paiement de

capacité qu'en passant sur le pool). IPEX, la bourse italienne, est obligatoire pour une partie des achats destinés au marché non-éligible en Italie. L'augmentation significative du volume négocié sur IPEX en janvier 2005 peut être attribuée à l'ouverture de la bourse au marché éligible.

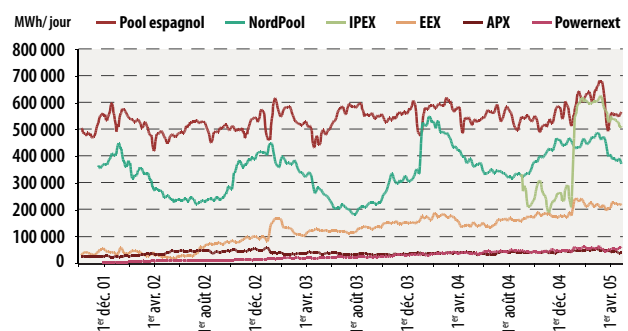
C. Pownext prépare son développement sur le nouveau marché du CO₂

Le contexte

Le système d'échange de droits d'émissions a vu officiellement le jour le 1^{er} janvier 2005. Mis en place par la directive européenne 2003/87/CE ⁽¹⁾, il couvre plus de 12 000 installations industrielles européennes et représente environ la moitié des émissions de CO₂ en Europe. Le but de ce mécanisme de marché est d'aider les Etats membres à respecter leurs engagements au titre du protocole de Kyoto, qui fixe un objectif de réduction de 8% des gaz à effet de serre à l'horizon 2012 ⁽²⁾. Les secteurs d'activité les plus concernés par ce mécanisme sont ceux de l'électricité, du ciment, de la chimie et de la sidérurgie : 56% du périmètre retenu par la directive concerne le secteur énergétique européen.

Les plans nationaux d'allocation de quotas (PNAQ) déterminent la quantité totale de quotas d'émissions de CO₂ que les Etats membres attribuent à leurs entreprises et couvrent la première période d'échanges, soit 2005-2007. S'ils dépassent les droits que leur confèrent leurs certificats, les industriels doivent acquérir des quotas sur le marché d'échange européen.

Figure 27 : Volume *spot* sur les bourses européennes (moyennes glissantes 7 jours)



Source : Omel, Nordpool, IPEX, EEX, APX, Pownext

Encadré 12 : La concentration du marché de gros

Début 2005, 80 responsables d'équilibre étaient présents sur le marché de gros français, dont 43 intervenaient sur *Pownext Spot* et 13 sur *Pownext Futures*.

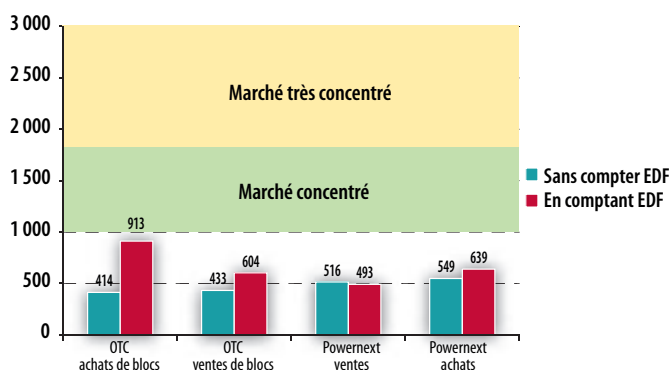
La figure 28 donne l'indice de Herfindahl-Hirschman (HHI) pour les différents segments du marché de gros français. Cet indice est un indicateur du degré de concentration d'un marché.

L'indice HHI est égal à la somme des carrés des parts de marché des intervenants, et mesure la concentration du marché (il est d'autant plus élevé que le marché est concentré). On considère généralement qu'un marché est peu concentré si son HHI est inférieur à 1 000, et très concentré s'il est supérieur à 1 800.

Étant données les spécificités des marchés de l'électricité, cet indice ne doit être utilisé comme un indicateur du degré de concurrence qu'avec précaution. En effet, dans le cas de l'électricité, concentration et concurrence ne sont pas liées de façon aussi directe que sur la plupart des marchés.

Le marché OTC et la bourse apparaissent comme des marchés peu concentrés, qu'EDF soit pris en compte ou non.

Figure 28 : Indice de concentration HHI du marché de gros, 2004



Source : Omel, Nordpool, IPEX, EEX, APX, Pownext

(1) Complétée par la directive dite « de liaison » entre les mécanismes du protocole de Kyoto et le système d'échange de droits d'émission de l'Union européenne : directive 2004/101/CE du 27 octobre 2004 modifiant la directive 2003/87/CE.

(2) Objectif de l'Union européenne, l'année de base étant 1990.

Les quotas d'émission ne sont ni des instruments financiers, ni des créances, ni des autorisations administratives mais des biens meubles susceptibles d'appropriation. Par ailleurs, la TVA applicable est celle du pays de l'acheteur.

Pour 2005, environ 2 milliards de tonnes de permis d'émission ont été émis puis distribués gratuitement, sur une base nationale, aux 12 000 sites répertoriés en Europe. Selon les estimations des spécialistes, environ 10% des tonnes de permis d'émission allouées en 2005 pourraient faire l'objet d'une transaction.

Jusqu'à récemment, les échanges de quotas se sont effectués uniquement de gré à gré via des courtiers, le premier échange de CO₂ ayant eu lieu en avril 2003 : on estime qu'environ 5 millions de tonnes de quotas ont été échangés depuis cette date jusqu'à fin 2004, pour livraison fin 2005, 2006 et 2007.

Aujourd'hui, on peut recenser 5 projets concurrents de marché organisé de quotas de CO₂ en Europe : EEX, ECX (*European Climate Exchange*) en association avec IPE, Pownext, APX et NordPool. A l'heure actuelle, les marchés ouverts et actifs se situent en Hollande (APX), en Allemagne (EEX, depuis début mars 2005) et en Scandinavie (NordPool, depuis février 2005). De janvier à fin mai 2005, le prix du permis d'émission a évolué entre 9 et 20 € par tonne.

Le marché français

Le PNAQ français sur 2005-2007, qui représente 7% des quotas ayant été alloués en Europe, représente une enveloppe globale de 155 millions de tonnes de CO₂ par an, dont 65 millions de tonnes pour le secteur de l'énergie.

Pownext, la Caisse des dépôts et consignations et Euronext

ont prévu de lancer le marché *Pownext Carbon*, marché au comptant de tonnes d'équivalent dioxyde de carbone (quotas de CO₂) dès que le registre de quotas français aura été accepté par la Commission européenne.

Ce marché sera basé sur quatre principes : la simplicité d'un système intégré de la négociation à la livraison, la transparence des prix, l'accès non discriminatoire et l'anonymat des intervenants et la garantie de bonne fin des transactions reposant sur un mécanisme de règlement livraison sécurisant les engagements de paiement et de livraison de quotas.

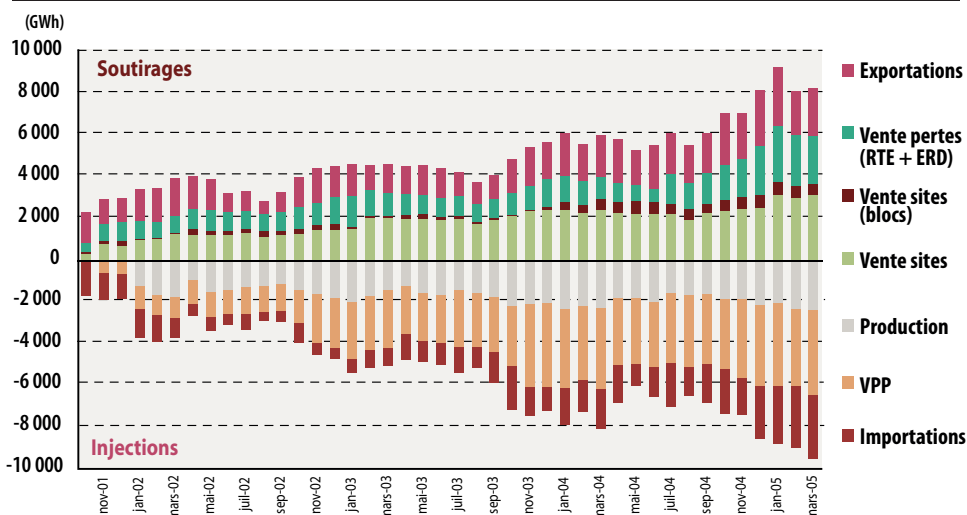
Pownext y interviendra comme opérateur du marché, agréera les membres du marché, mettra à disposition une plate-forme de négociation continue et édictera les règles de marché. La Caisse des dépôts et consignations interviendra comme gestionnaire du mécanisme de livraison contre paiement de *Pownext Carbon* et assumera le rôle d'intermédiaire sécurisant les engagements financiers et les engagements de livraison pris par les membres lors des transactions. Euronext a contribué à l'élaboration du modèle de marché et assurera un rôle de place auprès des différents acteurs concernés.

La CRE suit la mise en place de ce marché, du fait de son impact sur les prix de gros de l'électricité.

2. La concurrence se développe sur les marchés amont et aval du marché de gros

L'augmentation des volumes échangés sur le marché de gros français témoigne d'un renforcement global de la concurrence sur les secteurs en amont et en aval. La figure 29 confirme cette analyse en montrant l'activité agrégée des fournisseurs

Figure 29 : Evolution des achats et ventes d'électricité des fournisseurs (hors EDF)



Source : CRE d'après RTE

(hors groupe EDF) présents en France. La tendance générale, au-delà des effets saisonniers, est un développement de tous les segments de marché. Ainsi sur l'année écoulée, les ventes des fournisseurs hors EDF ont crû de 29%.

A. Les producteurs alternatifs consolident leur implantation en France

EDF reste largement majoritaire dans la production, avec plus de 90% de part de marché.

Le groupe Suez, par sa filiale Electrabel France, a consolidé sa place de deuxième producteur sur le marché français. Electrabel détient 49,95% de la Compagnie Nationale du Rhône (CNR), soit une puissance installée de 3 000 MW pour une production moyenne annuelle de 16 TWh. Par ailleurs, Electrabel a acquis 40% du capital de la Société Hydroélectrique du Midi (SHEM) en février 2005. La SHEM possède 49 barrages hydrauliques, soit une production annuelle moyenne de 1,8 TWh, pour une puissance de 773 MW. Electrabel dispose également de 1 110 MW de réservation de puissance à travers ses participations dans les centrales nucléaires de Tricastin (12,5%) et de Chooz (25%, toute l'énergie étant exportée vers la Belgique). L'énergie produite par Electrabel ou acquise via ces deux participations s'élevait en 2004 à environ 23,5 TWh, soit 4,5% de la production française. Electrabel dispose enfin de 1 700 MW de cogénération exploités par Elyo.

Le groupe espagnol Endesa a pris le contrôle, en septembre 2004, du troisième producteur français, la SNET, dont il détient 65% du capital. En 2004, les centrales thermiques du groupe ont produit 8,6 TWh, soit 1,6% de la production française.

Quatrième producteur français, Total a mis en service en décembre 2004 la centrale de cogénération de Gonfreville. Cette centrale au gaz naturel de 250 MW est la plus puissante installation de cogénération en France. Si EDF et Texaco ont pris part aux premières phases de ce projet, Total est maintenant l'unique exploitant de l'installation.

Enfin, Dunelys (groupe Gaz de France) a démarré l'exploitation de la centrale DK6 de Dunkerque. Les deux groupes à cycle combiné permettront à Gaz de France de valoriser les gaz industriels du site de Sollac (groupe Arcelor) à hauteur de 250 MW, et de disposer d'une capacité de production de 550 MW à partir de gaz naturel.

La production en 2004 reste marquée par l'augmentation exceptionnelle du prix de tous les combustibles fossiles utilisés pour la production d'électricité (charbon, pétrole, gaz).

L'autre fait marquant est le déficit pluviométrique, après une année 2003 déjà particulièrement sèche.

Plusieurs projets relatifs au parc de production ont été annoncés en 2004 et 2005. On peut citer : le lancement de l'EPR (pour une mise en service prévue en 2012) ; l'annonce par Endesa de sa volonté de doter la SNET de 2 000 MW supplémentaires d'ici à 2010 (nouvelles unités de cycles combinés à gaz) ; la présentation par EDF d'un plan de maintenance lourd, visant à améliorer les performances environnementales de plusieurs unités de production thermiques, remettre en service plusieurs groupes de pointe au fioul et retirer de l'exploitation plusieurs centrales au charbon.

Les études prévisionnelles réalisées par RTE ont souligné la nécessité, à moyen terme, de nouveaux moyens de production pour éviter des défaillances du système électrique à la pointe. La CRE mène actuellement une analyse sur les mécanismes de marché envisageables pour contribuer à la sécurité d'approvisionnement.

Encadré 13 : Produits vendus aux enchères par EDF

- **Les « VPP base »** : il s'agit de produits reflétant une centrale fonctionnant en base. Les enchérisseurs paient une prime fixe (en €/MW) chaque mois pour réserver une puissance disponible, et ils envoient régulièrement à EDF un planning d'utilisation de ces capacités. Ils paient alors un prix d'exercice de 8 €/MWh soutiré (approximation du coût marginal des centrales nucléaires d'EDF). On a ainsi une structure de prix de la forme « coût fixe + coût variable ».

- **Les « VPP pointe »** : il s'agit de produits reflétant une centrale fonctionnant en pointe. Le principe est le même que pour les « VPP base », mais le prix payé pour chaque MWh soutiré est de 33 €/MWh (approximation du coût marginal des centrales de pointe d'EDF). Compte tenu de ce coût variable élevé, la prime fixe payée par les enchérisseurs est donc plus faible que pour les « VPP base ».

De plus, depuis le 1^{er} novembre 2002, EDF répercute sur les prix d'exercice des VPP base et pointe le tarif « producteur » d'utilisation des réseaux HTB 2 et HTB 3, soit 0,18 €/MWh. Les enchères visent à fixer le prix de réservation de moyens de production (« prime fixe » mensuelle) fournissant des MWh, le prix de ces derniers étant arrêté à l'avance.

- **Les Power Purchase Agreements (PPA)** : ils reproduisent les achats par EDF de l'électricité produite par cogénération. Depuis les enchères de septembre 2003, le produit a été simplifié : il s'agit d'une fourniture en base du 1^{er} novembre au 31 mars. Il n'y a pas de caractère optionnel dans ce produit, et les enchères se font uniquement sur le prix du MWh acheté.

B. Les VPP demeurent une source clé d'approvisionnement du marché de gros

Les *Virtual Power Plants* (VPP), capacités virtuelles de production mises régulièrement aux enchères par EDF (encadré 13 p. 64) en contrepartie de la décision de la Commission européenne l'autorisant à prendre une participation de 34,5% dans l'électricien allemand EnBW, apparaissent comme un élément essentiel de l'ouverture du marché français. Cet engagement court jusqu'à la fin de l'année 2006, date à laquelle la Commission Européenne étudiera la nécessité de le prolonger ou non.

En mars 2005, EDF a mis en ventes aux enchères 503 MW de VPP base et 269 MW de VPP pointe, pour une maturité maximale de 3 ans, renouvelant ainsi les capacités non vendues ou arrivées à échéance lors des enchères précédentes. En prenant en compte l'ensemble des produits vendus depuis le début des enchères, les acteurs du marché disposent d'environ 5 700 MW de capacités pour le premier trimestre 2005 et de 4 900 MW pour le deuxième trimestre 2005.

Même si ceux qui achètent les VPP ne sont pas nécessairement ceux qui livrent des clients éligibles, on peut constater que les VPP ont un effet positif sur le développement de la concurrence en France, permettant aux acteurs de disposer d'une source d'approvisionnement importante sur le marché français, et venant, pour partie, s'ajouter aux importations que les concurrents d'EDF peuvent utiliser pour approvisionner le marché français (figure 30).

Les prix atteints par les enchères correspondent en général à ceux qui sont observés sur le marché français, au moins pour le produit « base » pour lequel il existe une cotation. Les produits pointe, qui ont une partie optionnelle beaucoup plus importante (l'utilisation du droit de tirage dépend des conditions de marché du moment), sont plus difficiles à évaluer, et prennent notamment en compte les valeurs de volatilité que l'on peut observer sur les marchés.

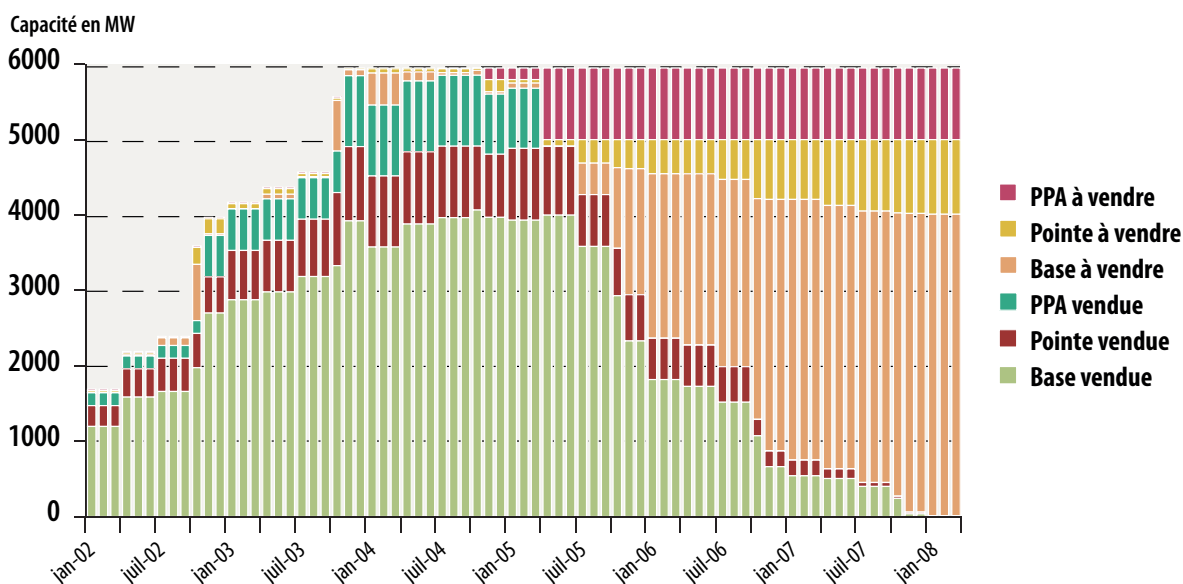
Les niveaux de volatilité estimés restent stables et relativement bas sur le moyen-long terme (plus de 6 mois) mais connaissent des variations parfois importantes sur le court terme (moins de 2 mois).

Les acheteurs ne privilégient pas particulièrement les produits base de long terme ; en revanche les produits pointe, d'échéance supérieure à un an, ont récemment eu un certain succès, en raison notamment des avertissements réguliers de RTE au sujet de possibles tensions en pointe dans les années à venir.

C. Les échanges aux frontières augmentent sous l'effet des importations

Les échanges contractuels sur les frontières sont composés des contrats de long terme signés par EDF avant l'ouverture des marchés avec des partenaires étrangers et d'arbitrages journaliers inter-frontaliers effectués par les négociants (d'EDF ou d'autres acteurs).

Figure 30 : Capacité totale vendue depuis le lancement des VPP – état au 1^{er} mai 2005



Source : CRE d'après EDF

En 2004, EDF a réalisé environ 70% des exportations et 25% des importations. L'activité transfrontalière des concurrents d'EDF s'est fortement développée en 2004, leurs importations augmentant de 55% et les exportations de 48% par rapport à l'année précédente. La figure 31 permet de comprendre l'origine de cette croissance.

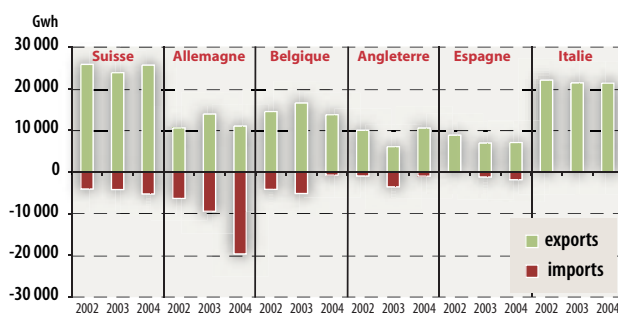
A l'importation, c'est l'Allemagne qui assure l'essentiel de cette augmentation. Alors qu'en 2003, elle constituait déjà le premier fournisseur de la France à l'import, le volume d'énergie importé a crû spectaculairement. Pour la première fois en 2004 la France est globalement importatrice nette d'électricité d'Allemagne. La réduction des importations depuis l'Angleterre est également notable, quoique portant sur un volume nettement moindre.

A l'export, l'essentiel de la croissance est due à une augmentation des volumes vers l'Angleterre et dans une moindre mesure vers la Suisse. Les exportations vers l'Angleterre sont majoritairement effectuées hors période de pointe et notamment le week-end.

L'analyse montre qu'une partie de cette croissance est le fait de certains acteurs qui utilisent la France comme plaque tournante pour approvisionner l'Angleterre depuis l'Allemagne.

Un changement des règles d'allocation des capacités a été mis en œuvre le 1^{er} janvier 2005 à la frontière italienne. La moitié des capacités est désormais allouée par mise aux enchères, ce qui a permis à de nouveaux acteurs d'être présents sur cette frontière.

Figure 31 : Importations et exportations, tous acteurs confondus 2002-2004



Source : CRE d'après RTE

D. Les ventes aux clients finals croissent de plus de 30%

La fourniture aux clients éligibles constitue le premier poste des soutirages physiques des fournisseurs concurrents d'EDF (45% en 2004, contre 46% en 2003), devant les pertes et les exportations. En 2004, les ventes annuelles des concurrents d'EDF aux consommateurs éligibles ont connu une croissance de 32% en volume. Cette tendance semble se prolonger en 2005 qui a notamment vu une augmentation du nombre de passages à la concurrence de clients ayant contractualisé directement avec le gestionnaire de réseau de transport (CART) ou de distribution (CARD).

L'arrivée de nouveaux fournisseurs de clients éligibles sur le marché français en 2004, en particulier au 1^{er} juillet, a contribué à une légère déconcentration des ventes aux consommateurs finaux, puisque les 5 principaux acteurs concentrent environ 70% de ce marché en volume (hors EDF), contre environ 90% il y a un an.

Certains grands clients font le choix d'avoir plusieurs fournisseurs d'électricité, en général deux, l'un fournissant des blocs prévisibles et l'autre fournissant la courbe de charge, volatile. Ils peuvent ainsi en théorie optimiser leurs achats, au prix d'une plus grande complexité de gestion. Cette pratique a reculé depuis le 1^{er} juillet 2004.

E. RTE et ERD sont deux des plus gros acheteurs d'électricité

Les transits d'électricité sur les réseaux occasionnent des pertes, qu'il faut compenser. Celles-ci dépendent principalement du volume physique transitant sur les réseaux (consommation et échanges aux frontières), des caractéristiques physiques de la ligne et des conditions de température.

RTE

Selon l'article 15 de la loi du 10 février 2000 modifiée, « le gestionnaire du réseau public de transport (...) veille à la compensation des pertes (...). A cet effet, il négocie librement avec les producteurs et les fournisseurs de son choix (...), selon des

procédures concurrentielles, non discriminatoires et transparentes, telles que notamment des consultations publiques ou le recours à des marchés organisés. »

Pour compenser ces pertes électriques, RTE fait donc appel de façon régulière au marché de gros, traitant avec divers fournisseurs par des mécanismes de consultation du marché. RTE s'approvisionne essentiellement par des produits *forward* (base et pointe), sur la base de ses prévisions. Des produits optionnels lui permettent de faire face aux risques liés à l'incertitudes des prévisions. En 2004, le gestionnaire de réseau a acheté l'énergie auprès de plus de 20 fournisseurs.

ERD

Selon l'article 14 de la directive européenne du 26 juin 2003 « les gestionnaires de réseaux de distribution se procurent l'énergie (...) pour couvrir les pertes (...) selon des procédures transparentes, non discriminatoires et reposant sur les règles du marché (...) ».

En conséquence, depuis le 1^{er} juillet 2004, ERD fait appel au marché pour la fourniture de ses pertes. ERD applique une méthode similaire à celle de RTE : sur la base des prévisions de ses besoins, il se couvre par produits *forward* base, pointe, et des produits optionnels.

Volumes concernés

Les pertes physiques sur tous les réseaux (transport et distribution) sont de 32,1 TWh en 2004. A titre de comparaison, on rappelle qu'en 2004, 33,4 TWh ont été vendus aux sites de

consommation par des opérateurs autres que EDF. La fourniture des pertes est donc un segment important pour la mise en concurrence d'EDF sur les consommations physiques.

F. La concurrence joue de manière différenciée sur les marchés amont et aval

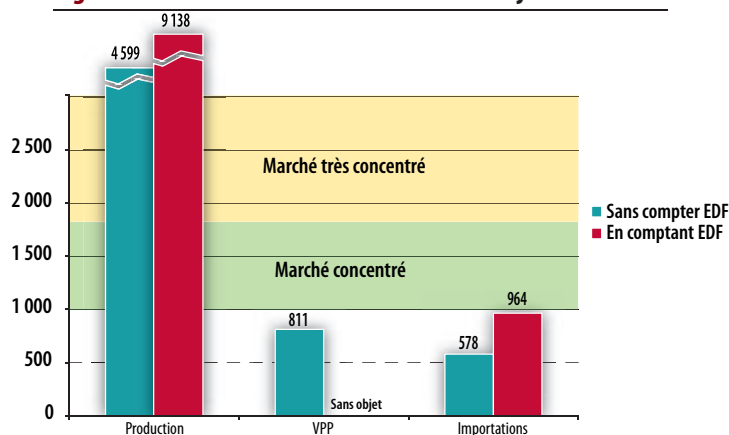
Le marché de gros étant le lieu des échanges entre injection et soutirages, il est intéressant de comparer les concentrations relatives de ces marchés (figure 32). Parmi les injections, l'indice HHI est particulièrement élevé pour la production ce qui reflète le faible nombre de grands producteurs français. Sur les autres segments (VPP, importations), les parts de marché sont équilibrées entre les acteurs.

Les marchés composant les soutirages sont particulièrement concentrés (figure 33). Seuls quelques acteurs ont une taille significative sur la vente aux clients finals, même sans compter EDF. Si les importations ne montrent pas de dominance d'un acteur, il n'en va pas de même des exportations où l'impact des contrats long terme d'EDF se traduit par un indice HHI élevé. Enfin le marché des pertes est peu concentré et la place d'EDF y est très limitée.

G. Les acteurs du marché peuvent être classés en 5 familles

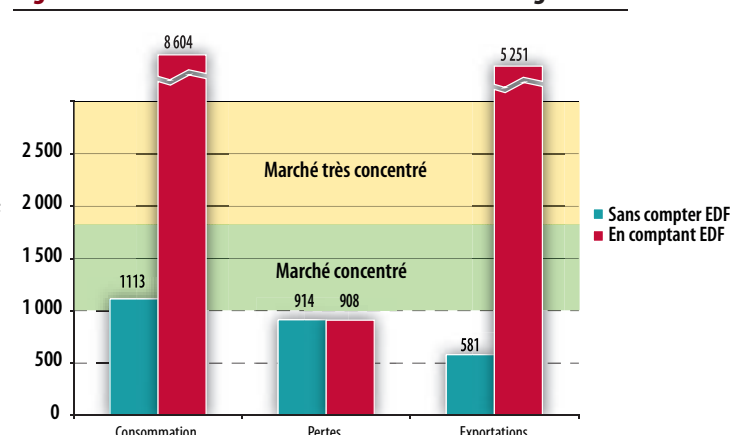
Les analyses régulières sur le comportement des fournisseurs permettent de dresser une typologie des acteurs présents en France, selon la répartition de leurs activités sur les segments amont et aval du marché de gros. On peut distinguer

Figure 32 : Indice de concentration sur les injections



Source : CRE d'après RTE - 2004

Figure 33 : Indice de concentration sur les soutirages



CRE d'après RTE - 2004

5 familles, de tailles inégales, qui correspondent à des profils-types d'acteurs (tableau 8).

D'autres acteurs n'entrent pas dans cette classification, mais il s'agit d'intervenants de taille limitée, ayant une activité très spécifique, concentrée sur un ou deux segments du marché.

3. Les prix de gros se maintiennent à des niveaux élevés

A. Les prix *spot* augmentent et restent volatils

a. L'évolution des prix

Les prix *spot* correspondent aux prix pratiqués sur le marché pour une livraison le lendemain (*day-ahead*). Ils reflètent l'équilibre offre-demande à court terme, avant l'ajustement réalisé par RTE en temps réel. Les bourses de l'électricité cotent toutes des prix *spot*. Powernext propose 24 produits horaires tous les jours, chaque produit horaire étant négocié séparément.

Ces prix de court terme sont soumis à une forte volatilité, en raison de l'impossibilité de stocker l'électricité (un excès de demande à un moment donné ne peut être compensé par un excès d'offre quelques heures auparavant) et de la forte variabilité des facteurs influençant l'équilibre offre-demande, comme les conditions climatiques (froid faisant augmenter la consommation, absence de vent induisant une chute de la production éolienne en Allemagne...) ou les événements, prévus ou non, concernant le parc électrique (centrale tombant en panne, capacité d'interconnexion réduite...).

La volatilité des prix *spot* pendant l'année 2004 a été largement inférieure à celle de 2003, probablement du fait de l'absence des pics de prix liés aux températures caniculaires de l'été 2003, qui ont fait craindre une limitation de la production des centrales thermiques en Europe, notamment en France et en Allemagne, et provoqué une hausse de la demande.

En 2004, le niveau de prix en France et en Allemagne était légèrement en dessous de celui en 2003, la moyenne annuelle des prix *spot* en 2004 s'élevant à 28,13 €/MWh par rapport à 29,23 €/MWh en 2003. En février et mars 2005, les prix *spot* ont atteint de nouveau des niveaux très élevés, en raison de températures très basses pour la saison. Le prix *spot* sur Powernext a ainsi atteint un pic à plus de 300 €/MWh le lundi 7 mars pour l'heure 17.

Comme c'était le cas en 2003, les prix *spot* en France et en Allemagne ont suivi une évolution analogue en 2004, et le différentiel de prix entre les deux pays est resté très peu élevé (figure 34).

b. Comparaison avec les autres places européennes

Comme le montre la figure 35, les prix *spot* en 2004 se sont rapprochés dans la plupart des pays européens, après une année 2003 marquée par de très forts différentiels de prix entre places. Sur la plupart des places, le prix base a le plus souvent oscillé entre 25 et 30 €/MWh. Le niveau de prix sur IPEX, la bourse italienne mise en place en juin 2004, est bien supérieur à celui des autres marchés européens, du fait des coûts de production très élevés en Italie. La France s'est située parmi les marchés les moins chers en 2004.

Tableau 8 : Typologie des acteurs du marché de gros

groupe	importance (en % du total des injections, sur le second semestre 2004)		nombre d'acteurs		caractéristiques moyennes significatives (chiffres arrondis)	
	EDF compris	hors EDF	français	non français	composition des injections	composition des soutirages
producteurs	71%	12%	3	2	70% de production, 30% d'achats sur l'OTC	60% de ventes à sites
négociants majoritairement OTC	11%	35%	2	15	90% d'achats sur l'OTC	80% de ventes sur l'OTC
négociants complétant l'OTC par des VPP	9%	28%	2	10	50% achats sur l'OTC, 30% VPP	45% ventes sur l'OTC
négociants importateurs	6%	17%	0	12	40% d'importations, 40% d'achats de blocs	75% de ventes sur l'OTC, 10% d'exportation
fournisseurs alternatifs	2%	7%	5	2	80% OTC	80% ventes sites

Source : CRE d'après RTE - 2004

Figure 34 : Evolution des prix *spot* base sur Powernext et EEX (moyenne glissante sur 7 jours)

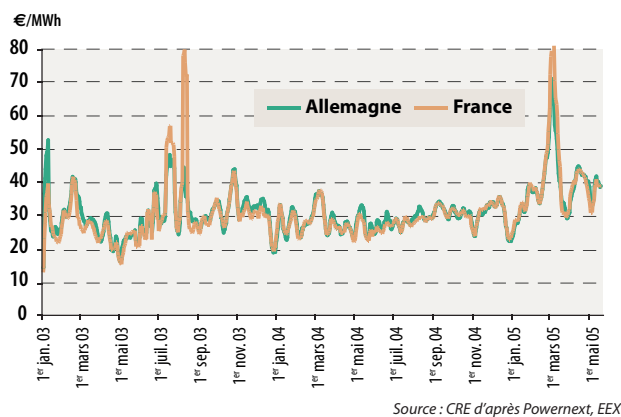


Figure 35 : Evolution des prix *spot* base sur les principales places européennes (moyenne glissante 30 jours)

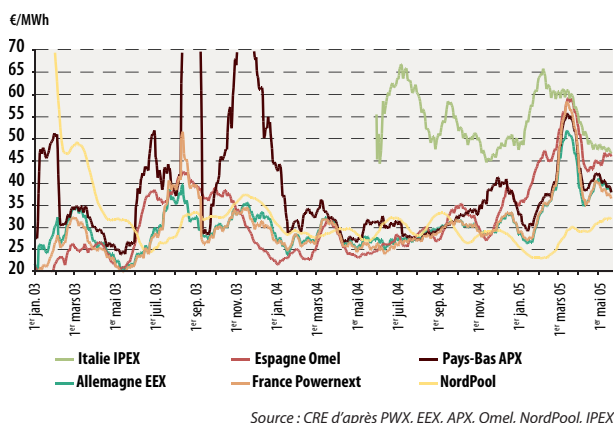
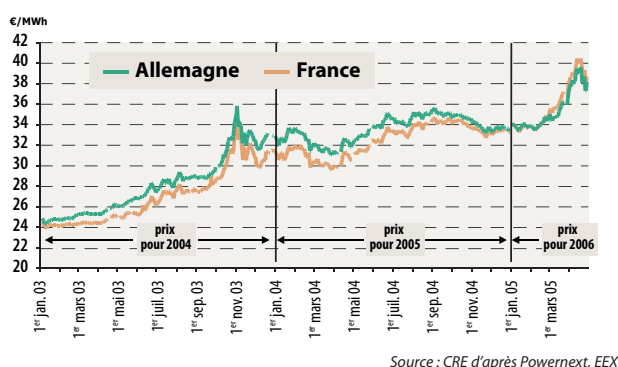


Figure 36 : Prix du *forward* base annuel Y+1



L'augmentation des prix *spot* en février et mars 2005 a été observée dans tous les pays européens, sauf sur NordPool et IPEX. En avril et en mai, les prix ont baissé et se sont rapprochés sur toutes les places.

B. Les prix *forward*, stables en 2004, augmentent début 2005

Les prix *forward* correspondent à l'achat ou à la vente d'électricité à l'avance, pour les mois, les trimestres ou les années calendaires à venir. Les transactions portent sur des produits standardisés, afin de faciliter leur échange (par exemple, la livraison d'un MW d'électricité en base, c'est-à-dire pendant toutes les heures du mois, ou en pointe, c'est-à-dire de 8h à 20h du lundi au vendredi). Un MW du produit *forward* base annuel (également appelé Y+1 base) par exemple, correspond à la fourniture d'un MW pendant toutes les heures de l'année considérée.

Ayant un horizon plus lointain et correspondant de fait à une moyenne des prix *spot* anticipés pour la période considérée, les produits *forward* sont moins volatils. Ces produits sont utilisés pour calculer les prix aux clients finals : en effet, lorsqu'un fournisseur signe un contrat avec un client, il va normalement se couvrir immédiatement, pour la majeure partie des livraisons qu'il aura à effectuer, en achetant les produits *forward* nécessaires.

En Europe, seules les bourses allemande (EEX), nordique (Nordpool) et française (Powernext) cotent des *forward* pour l'instant. Powernext n'ayant lancé la cotation de tels produits qu'à partir du 18 juin 2004, la liquidité de ce marché est encore très limitée. Signalons qu'en décembre 2004, Endex (Pays-Bas) a également lancé une bourse, spécialisée dans la cotation des produits *forward*.

La figure 36 montre l'évolution des prix *forward* Y+1 base à partir de janvier 2003. Après avoir augmenté de manière significative en 2003, les prix du produit *forward* annuel en France et en Allemagne se sont stabilisés autour de 35 €/MWh en 2004 puis ont atteint 40 €/MWh au cours du deuxième trimestre 2005. Alors que les prix français étaient traditionnellement légèrement inférieurs aux prix allemands, ils se sont rapprochés à la fin de l'année 2004 et le différentiel de prix s'est même inversé depuis le début de l'année 2005. La CRE mène actuellement une analyse sur ce phénomène.

C. Cinq facteurs principaux influencent les prix de gros

Les prix *spot* et *forward* reflètent l'équilibre entre offre et demande d'électricité et son anticipation dans le futur par les acteurs. De ce fait, ils sont influencés par 5 facteurs principaux : le coût de revient des combustibles utilisés, les contraintes environnementales, l'équilibre de long terme entre capacité de production et demande, le pouvoir de marché des acteurs et la pertinence des anticipations des acteurs.

a. Le prix du combustible

Le prix du charbon a fortement augmenté au cours des années 2003 et 2004 (+70% en 2003 et +7% en 2004 pour le CIF ARA), ce qui a augmenté le coût de revient de la filière. En France, cette hausse des coûts a un effet direct, puisque la filière charbon représente environ 10% de la production totale. Elle a également un effet indirect dû à la possibilité d'importations/exportations à la frontière allemande, qui tend à aligner les prix entre les deux pays. La filière charbon étant prédominante en Allemagne (54 % de la production en 2003), la hausse du prix de ce combustible induit une hausse des prix de l'électricité des produits *forward* sur le marché allemand, qui entraîne une augmentation des prix sur le marché français du fait des capacités d'interconnexion entre les deux pays. Les prix du gaz ont également fortement augmenté (+16% en 2003 et +20% en 2004 pour le prix *spot* à Zeebrugge). L'effet direct de cette hausse est moindre sur les prix en France et en Allemagne en raison de la présence limitée du gaz dans le « mix » de production de ces pays. L'effet indirect joue là encore du fait de l'interconnexion de 2000 MW avec l'Angleterre, où 40% de la production électrique est assurée par des centrales au gaz.

b. Le prix des permis d'émission

Les permis d'émission de CO₂ ont été introduits à partir de février 2005 et influencent les coûts de la production d'électricité à partir de combustible fossile.

Un producteur électrique devant réduire son émission de CO₂ a toujours plusieurs choix :

- investir dans des technologies qui rendent ses moyens de production plus efficaces et moins polluants en CO₂ ;
- acheter des permis d'émission sur le marché (auprès d'un acteur qui a réussi, à un moindre coût, à réduire son émission

de CO₂ via des projets d'amélioration de son efficacité énergétique ou de son taux d'émission) ;

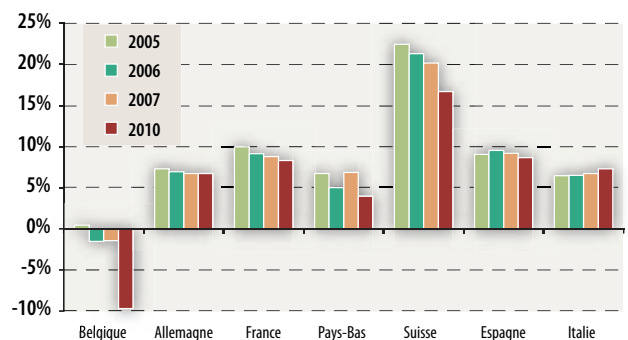
- réduire sa production d'électricité ;
- payer des pénalités s'il n'a pas réduit son émission et ne peut présenter des permis d'émission.

La formation du prix des permis est donc influencée par le coût de l'investissement dans des technologies qui permettent de réduire l'émission du CO₂, mais aussi les choix politiques concernant la quantité obligatoire de réduction des émissions par pays au-delà de 2007. Ces deux facteurs étant encore incertains aujourd'hui, il est difficile d'estimer avec précision le prix futur des permis d'émission.

95% des permis étant distribués gratuitement entre 2005 et 2007, l'impact sur les coûts moyens de production pendant cette période ne sera pas significatif. En revanche, l'impact sur les coûts marginaux, et donc les prix, peut être plus important, car les besoins de permis d'émissions des producteurs ne sont pas satisfaits à 100%. Un producteur doit donc acheter la quantité correspondante de permis pour couvrir l'émission que provoque la production d'un MWh de plus.

Les émissions sont estimées à 0,41 tonne de CO₂ par MWh pour un cycle combiné à gaz, et à 0,92 tonne de CO₂ par MWh pour une centrale au charbon. Sur la base d'un prix de la tonne CO₂ à 10 €, l'augmentation du coût marginal de production s'élève donc à environ 4,1 €/MWh pour un cycle combiné à gaz et à 9,2 €/MWh pour une centrale au charbon.

Figure 37 : Marge du système électrique dans quelques pays européens, exprimée en pourcentage de la capacité installée



Source : CRE d'après UCTE

Par conséquent, le prix des permis d'émission peut avoir un impact considérable sur celui de l'électricité.

c. La tension sur l'équilibre offre-demande futur

L'équilibre offre-demande futur déterminera les prix *spot* dans le futur et donc les prix *forward* aujourd'hui, qui peuvent être considérés comme une estimation de la moyenne des prix *spot* dans le futur, plus une décote ou une prime de risque. Les décisions sur de nouveaux investissements dans la production, comme l'annonce récente d'EDF d'augmenter la puissance de son parc de 3 GW d'ici 2008, et les hypothèses de déclassement de vieilles centrales et d'augmentation de la demande, devraient avoir un impact sur l'évolution des prix *forward*.

d. Le pouvoir de marché des acteurs

Compte tenu de la concentration du secteur de la production, il est théoriquement possible, pour les acteurs disposant d'un pouvoir de marché, de manipuler le marché pour faire monter les prix. Ainsi en Espagne, la position dominante d'Endesa, Iberdrola et Union Fenosa a été reconnue et le gouvernement a adopté des mesures leur interdisant d'importer de l'électricité de France, afin que d'autres acteurs espagnols plus petits puissent utiliser cette source d'approvisionnement. Par ailleurs, Endesa a déposé une plainte contre Iberdrola pour manipulation des prix à la hausse et le gouvernement espagnol a demandé à un expert de rédiger un livre blanc sur l'état du marché espagnol. En Italie, à la suite d'une analyse des pics de prix anormaux de juin 2004 et de janvier 2005, le régulateur a saisi l'autorité de la concurrence d'une collusion possible entre Enel et Endesa Italia. En France, la CRE reste particulièrement vigilante pour détecter tout exercice déloyal du pouvoir de marché par les acteurs.

e. La pertinence des anticipations des acteurs

Les acteurs contribuant à fixer le prix de l'électricité sont nombreux : producteurs, négociants, fournisseurs. Compte tenu du faible degré d'information disponible sur la production, ces intervenants ne disposent pas tous des mêmes informations et se forgent donc des anticipations différentes des tensions du marché. L'évolution des prix ne reflète pas tant l'évolution des facteurs précédents que la connaissance qu'en ont les différents intervenants. Certains phénomènes inexplicables

sont ainsi observés, comme l'impact de hausses de prix *spot* sur des produits *forward* de long terme.

4. La CRE surveille le marché de gros

A. La surveillance du marché de gros est nécessaire

L'objectif de l'ouverture du marché de l'électricité est qu'une concurrence saine s'instaure afin que les consommateurs puissent bénéficier du meilleur rapport qualité-prix possible. Il est donc particulièrement important de s'assurer que la concurrence s'exerce sans entrave : absence de barrière à l'entrée, d'ententes et d'abus de position dominante.

Le caractère capitalistique de l'industrie électrique renforce ce besoin de surveillance puisqu'il conduit spontanément à la présence d'acteurs importants, notamment dans le domaine de la production. Ainsi le marché de la production est très concentré en France mais aussi sur la plaque continentale, avec EDF, RWE, E.On, Electrabel et Vattenfall qui contrôlent une grande majorité des moyens de production et sont de fait susceptibles d'avoir des positions dominantes.

Le potentiel d'action sur les prix dont disposent ces acteurs dominants peut dissuader les entrants potentiels. Dans ce contexte, le rôle du régulateur et sa crédibilité sont donc fondamentaux, comme palliatifs à la concentration.

La CRE, en vertu de l'article 3 de la loi du 10 février 2000, doit veiller au « bon fonctionnement du marché de l'électricité ». Elle a donc mis en place une structure de suivi et de surveillance, qui analyse régulièrement le marché dans l'objectif de détecter les éventuelles anomalies évoquées, ententes ou abus de position dominante. En effet, l'analyse de la rationalité économique des acteurs sur ces marchés requiert une expertise technique et économique poussée, notamment en matière de formation des prix. La CRE, autorité de régulation sectorielle, dispose de cette expertise et a donc fait le choix de s'investir dans cette mission de surveillance.

Pour ce faire, la CRE dispose de larges pouvoirs d'accès à l'information, en application de l'article 33 de la loi du 10 février 2000 ; elle peut également sanctionner financièrement les opérateurs qui ne lui remettraient pas les informations qu'elle demande, en vertu de l'article 40 3° de cette même loi. La CRE reçoit de la part des opérateurs (gestionnaires de réseau, Powernext, fournisseurs), de façon régulière, ou à la suite d'une demande, des données relatives aux transactions effec-

tuées sur le marché français. Une base de données a été réalisée pour permettre de mieux relier entre elles les différentes informations reçues.

Dans l'hypothèse de comportements anormaux avérés, la CRE saisit le Conseil de la concurrence ou l'Autorité des marchés financiers des faits qui lui paraissent susceptibles de constituer des infractions en matière de droit de la concurrence ou de droit financier qu'elle pourrait détecter.

La CRE travaille en liaison avec le Conseil de la concurrence sur les questions de concurrence, l'article 39 de la loi du 10 février 2000 organisant la coopération entre les deux autorités administratives indépendantes.

B. La CRE analyse les prix de gros et les comportements aux frontières

La CRE mène à la fois des analyses régulières sur le comportement des participants au marché et des analyses ponctuelles, en fonction des événements constatés.

a. Les prix de gros

A titre permanent, la CRE exerce une surveillance économique des prix du marché de gros. L'un des chantiers engagés consiste en l'élaboration de prix de référence, construits par modélisation du marché. Il s'agit ensuite d'observer l'évolution comparée des prix constatés en France et des prix de référence, au regard de l'évolution des fondamentaux de l'équilibre offre-demande. Ces analyses, qui concernent aussi bien les prix *spot* que *forward*, doivent apporter un éclairage sur les décisions des acteurs du marché - et en particulier la rationalité des arbitrages entre l'utilisation des moyens de production et l'appel aux marchés intérieurs ou étrangers.

Dans ce cadre, un travail de modélisation du comportement des producteurs, intégrant en particulier la valorisation de la ressource hydraulique, est en cours de réalisation.

Il est indispensable de poursuivre l'analyse *ex post* de la production. En effet, la concurrence doit conduire à une maîtrise des coûts de production, et à un rapprochement des prix et des coûts. Or, l'extrême concentration du segment de la production en France pourrait en théorie permettre aux opérateurs de faire monter les prix en organisant des retraits de capacité. La CRE dispose des données et des outils d'analyse statistiques et économiques nécessaires à l'analyse de la disponibilité et de l'utilisation des centrales de production françaises.

b. Les échanges de court terme

L'utilisation des interconnexions, qui doit permettre une meilleure utilisation des moyens de production au niveau international, fait l'objet d'analyses particulières. La profondeur de ces analyses est limitée par l'absence d'informations détaillées sur le prix des transactions et sur la situation de la production dans les pays voisins. Dans le cas de l'Allemagne, l'absence d'un régulateur allemand complique encore la tâche. Un premier niveau d'analyse est néanmoins possible.

Dans un marché concurrentiel, le sens des échanges journaliers de court terme (importations/exportations) est cohérent avec le différentiel de prix aux frontières. C'est le cas sur les frontières anglaise et espagnole, pour la grande majorité des jours observés.

Le cas de l'Allemagne est particulier : dans un nombre significatif de cas, le différentiel de prix France-Allemagne n'est pas cohérent avec le sens de l'échange (tableau 9). Trois cas de figures apparaissent.

Lorsque le différentiel de prix entre les deux pays est inférieur à 2€/MWh, il est impossible de conclure. En effet, les prix publiés par Platts sont une moyenne journalière de prix constatés sur un échantillon réduit de transactions OTC dans chacun des pays. Ils ne reflètent donc qu'imparfaitement la réalité des transactions. Lorsque le différentiel journalier est faible, il peut prendre des valeurs positives négatives dans la journée, et engendrer des échanges apparemment illogiques au regard de l'information agrégée disponible.

Lorsque les prix français sont nettement moins élevés que les prix allemands, on peut penser que le différentiel est resté négatif tout au long de la journée. Les échanges incohérents avec le différentiel de prix existent néanmoins et sont, entre autres, le fait d'acteurs qui importent d'Allemagne pour revendre en Grande-Bretagne. Ceci dénoterait donc un manque de liquidité du marché français où ces acteurs n'ont pu s'approvisionner.

Sur la période étudiée, il existe une seule journée où la France exporte malgré un différentiel de prix défavorable, ce qu'il n'est pas possible d'expliquer. On note du reste que le nombre de jours où le différentiel de prix est défavorable à la France est très faible car la capacité d'importation depuis l'Allemagne n'est quasiment jamais limitée. De ce fait, si le différentiel de prix est favorable à l'Allemagne, les importations d'Allemagne vont augmenter et aligner les prix français et allemands.

c. Les pics de prix de mars 2005

Après un mois de février déjà froid, les deux premières semaines de mars 2005 ont été marquées par des températures exceptionnellement basses pour la saison. Début mars, les records historiques de consommation et de production d'électricité ont été battus.

Pendant toute la durée de la vague de froid, le niveau moyen des prix *spot* (J-1) observés sur les marchés français (OTC et Pownext) et la fréquence des pics de prix ont été particulièrement élevés.

Par exemple, entre le 28 février et le 10 mars 2005, le prix du produit *spot* base a été en moyenne de 79 €/MWh, contre 40 €/MWh en février, et 31 €/MWh en janvier. Le prix *spot* sur Pownext a été supérieur à 100 €/MWh pendant 20% des heures sur cette période.

Ce constat, ainsi que les interrogations formulées par certains acteurs, ont conduit la CRE à analyser en détail la formation des prix entre le 28 février et le 10 mars.

Les températures, très basses pour la saison, ont joué un rôle majeur dans la formation de ces prix, en causant une augmentation notable de la consommation.

Face à une demande élevée pour la période, la situation du parc de production était assez favorable :

- malgré la reprise du planning d'arrêt pour maintenance du parc nucléaire, la puissance de production disponible était largement supérieure à la puissance disponible à la même période en 2004 ;
- les différentes filières du parc thermique à flamme ont affiché une excellente disponibilité pendant toute la période ;
- la production non arbitrage (ouvrages hydrauliques dits « au fil de l'eau » et production décentralisée) était légèrement supérieure à celle de 2004 ;
- le niveau de remplissage des lacs de barrage était, en début de période, comparable à son niveau de 2004, et largement meilleur qu'en 2003.

Toutefois, et malgré une sollicitation maximale des moyens de production disponibles, la consommation intérieure a été supérieure à la production à plusieurs reprises pendant les deux premières semaines de mars, conduisant la France à être physiquement importatrice nette. Cette situation est d'autant plus exceptionnelle que la France était constamment exportatrice nette depuis plusieurs années. À titre d'illustration, en 2004, le solde national exportateur a été supérieur à 2 000 MW plus de 99% des heures.

En termes de prix, l'analyse permet de vérifier que, pendant au moins 77% des heures de la période, les prix observés étaient cohérents avec les coûts marginaux de production du parc français. Les autres heures correspondent, pour la plupart, à des prix supérieurs à 100 €/MWh.

Parmi ces heures de prix très élevés, certaines attirent particulièrement l'attention. Il s'agit des maxima journaliers de prix situés en dehors de la plage de pointe de consommation (entre 19h et 20h), et des pics horaires localisés. Sur la période étudiée, le prix maximal journalier sur Pownext est, dans la moitié des cas, situé en dehors de la plage 19h-20h : le vendredi 4, le prix est resté presque constant à 200 €/MWh entre l'heure 8 et l'heure 12, puis entre l'heure 19 et l'heure 20. Le lundi 7 présente un pic de prix très localisé à plus de 305 €/MWh à 17h, contre un prix moyen de 100 €/MWh ce jour. Enfin, au-delà de la stricte période de froid, le lundi 14 mars présente 2 pics de prix très localisés, à l'heure 9 et à l'heure 20, à respectivement 287 €/MWh et 228 €/MWh, contre un prix moyen de 88 €/MWh ce jour.

Ces situations particulières sont actuellement analysées par les services de la CRE afin de détecter d'éventuels comportements anormaux. Cette étude s'appuie en particulier sur l'examen des transactions des principaux acteurs du marché aux heures concernées.

Tableau 9 : Répartition des jours de l'année selon le différentiel de prix observé et le solde importateur de court terme avec l'Allemagne

Nombre de jours (pointe) entre 2002 et 2004	Différentiel de prix pointe inférieur à -2€/MWh (France plus chère)	Différentiel des prix pointe compris entre -2€/MWh et +2€/MWh	Différentiel de prix pointe supérieur à 2€/MWh (France moins chère)
France exportatrice	1	113	115
France importatrice	19	450	84

cas « anormaux »

cas « normaux »

cas indéterminés

3 Le marché de détail

Les industries du secteur de l'énergie en France contribuent à hauteur de 2,5% au PIB. Parmi ces industries, l'industrie électrique concentre un peu plus de la moitié des emplois et est la seule dont la facture énergétique soit négative, la France étant exportatrice nette.

Comme le montre la figure 38, la consommation d'électricité en France est étroitement liée à l'activité économique. Ainsi de 1978 à 1990, la consommation a progressé plus rapidement que l'activité économique, l'électricité prenant une part croissante dans l'économie du pays. Depuis le début des années 1990, la progression de la consommation d'électricité se fait à un rythme plus proche de celui du PIB. Au cours des cinq dernières années, le taux de croissance annuel de la consommation d'électricité s'est établi aux alentours de 1,9% (consommation intérieure non corrigée des variations climatiques). La figure 39 montre également que la croissance de la consommation au cours des 30 dernières années est liée pour une part à l'augmentation des besoins de l'industrie mais surtout à une explosion de la consommation du secteur résidentiel-tertiaire. En 2004, la consommation française a atteint 477 TWh.

1. La concurrence se développe sur le marché de détail

Avant l'ouverture du marché français de l'électricité (juin 2000), l'ensemble des sites de consommation étaient tous soumis à des tarifs réglementés, fixés par les pouvoirs publics.

A partir de juin 2000, tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 16 GWh sont devenus

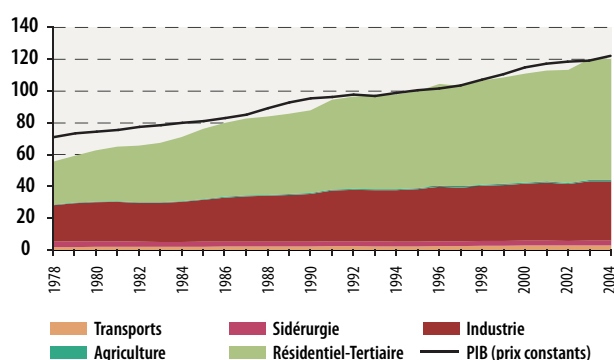
Encadré 14 : Segmentation de la clientèle éligible

Grands: sites raccordés en haute tension dont la puissance souscrite est supérieure ou égale à 250 kW. Ces sites sont des grands sites industriels, des hôpitaux, des hypermarchés, de grands immeubles... Ce segment représente 1% des sites en nombre mais 66% de la consommation d'électricité des éligibles.

Moyens: sites raccordés en haute tension dont la puissance souscrite est inférieure à 250 kW et sites en basse tension dont la puissance souscrite est supérieure ou égale à 36 kVA. Ces sites correspondent à des locaux de PME par exemple. Ce segment représente 8% des sites et 19% de la consommation des éligibles.

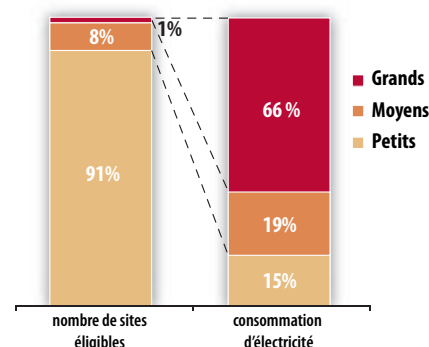
Petits: sites raccordés en basse tension dont la puissance souscrite est inférieure à 36 kVA. Ces sites correspondent au marché de masse des professionnels (les professions libérales, les artisans,...). Ce segment représente 91% des sites en nombre et seulement 15% de la consommation des éligibles.

Figure 38 : Consommation d'électricité par secteur et activité économique – base 100 en 1995



Source : CRE d'après Eurostat, RTE, Observatoire de l'énergie

Figure 39 : Répartition de la consommation des sites éligibles



Source : CRE d'après GRD, RTE

éligibles, c'est à dire qu'ils ont obtenu le droit de quitter leur contrat sous tarif réglementé :

- soit en renégociant leur contrat avec le fournisseur historique
- soit en changeant de fournisseur.

Ensuite, l'ouverture du marché français de l'électricité a connu deux autres étapes décisives :

- à partir de février 2003, éligibilité de tous les sites ayant une consommation annuelle d'électricité supérieure à 7 GWh.
- à partir de juillet 2004, éligibilité de toutes les entreprises et collectivités publiques.

A la fin du premier trimestre 2005, la CRE évalue à 3% le nombre de sites éligibles ayant effectivement fait jouer leur éligibilité. Si, tous les mois, près de 25 000 sites en moyenne quittent le régime des tarifs réglementés pour les nouvelles offres des fournisseurs historiques et de leurs concurrents, la grande majorité des sites éligibles reste encore soumise aux tarifs réglementés.

Pour suivre l'ouverture effective du marché de détail, la CRE a mis en place un ensemble d'indicateurs. Une partie de ces informations est rendue publique dans le cadre de la publication d'un observatoire trimestriel lancé en février 2005.

Cet observatoire se fonde sur des données collectées auprès des principaux gestionnaires de réseau de distribution, de RTE, des principaux fournisseurs du marché de détail ainsi que des consommateurs finals d'électricité.

Les indicateurs suivis à travers cet observatoire sont notamment les suivants :

- indicateurs commerciaux (évolution de l'exercice de l'éligibilité, parts de marché des fournisseurs alternatifs, évolution des mises en service sur différents segments de clientèle...)
- indicateurs de qualité de service (indicateurs relatifs aux processus de changement de fournisseur, indicateurs de performance des GRD, indicateurs de satisfaction client...)

L'objectif de l'observatoire est double : doter la CRE d'un ensemble d'indicateurs permettant de détecter et suivre d'éventuels dysfonctionnements du marché et informer le grand public sur les principales évolutions relatives au marché de détail de l'électricité.

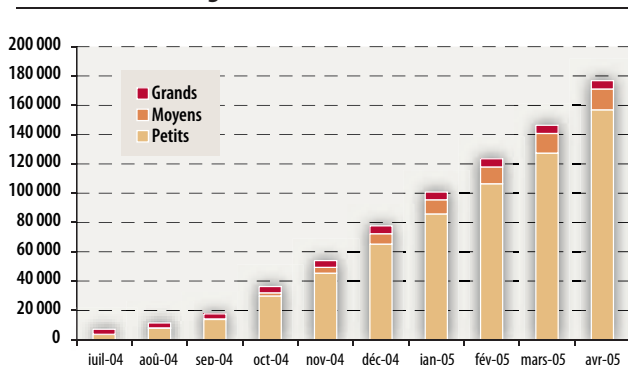
Les données publiques de l'observatoire des marchés peuvent être téléchargées à partir du site internet de la CRE.

Depuis le 1^{er} juillet 2004, toutes les entreprises et collectivités locales peuvent librement choisir leur fournisseur d'électricité (4,5 millions de sites clients représentant une consommation d'électricité annuelle d'environ 295 TWh).

Environ 177 000 sites ont exercé leur éligibilité au 1^{er} mai 2005 (figure 40). Depuis le 1^{er} juillet 2004, les petits sites assurent l'essentiel de la croissance de l'éligibilité. Néanmoins, le taux d'exercice de l'éligibilité (ratio du nombre de clients ayant exercé leur éligibilité au nombre total de clients d'un segment) est bien entendu plus élevé chez les grands sites, pour qui la concurrence est effective depuis plus longtemps.

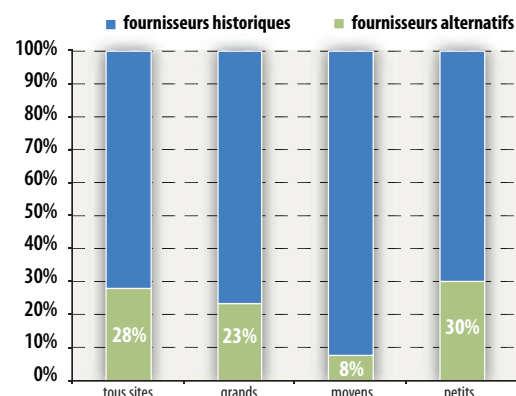
Au 1^{er} mai 2005, la part de marché des fournisseurs alternatifs, rapportée au nombre de sites ayant exercé leur éligibilité, est de 28% (figure 41). Ce chiffre masque une réalité disparate sur

Figure 40 : Nombre cumulé de sites ayant exercé leur éligibilité



Source : CRE d'après GRD, RTE

Figure 41 : Pourcentage des sites alimentés par des fournisseurs alternatifs au 1^{er} mai 2005, rapporté au nombre total de sites ayant exercé leur éligibilité



Source : CRE d'après GRD, RTE

les différents segments. Ainsi la pénétration des fournisseurs alternatifs est limitée sur le segment des sites moyens.

En terme de consommation d'électricité (figure 42), la part de marché des fournisseurs alternatifs progresse lentement (13% environ en mars 2005). En effet, la majorité de leurs nouveaux clients sont des petits sites dont la consommation est en moyenne plus de 500 fois inférieure à celle de leur plus petit client d'avant le 1^{er} juillet 2004.

Pour 94% des sites éligibles (hors zones de desserte des ELD), la concurrence est une réalité comme le montre le tableau 10.

2. Tarifs et prix de marché suivent des évolutions divergentes

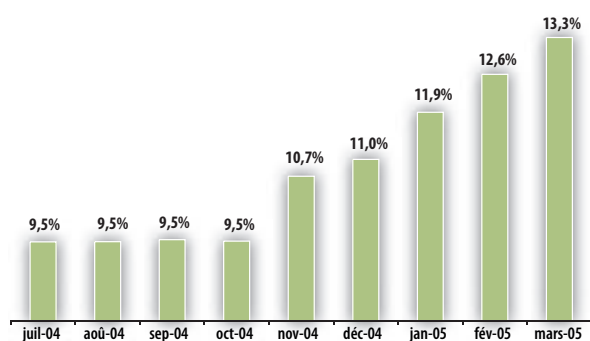
En électricité, plus de 177 000 sites ont exercé leur éligibilité au 1^{er} mai 2005. Ce nombre, important dans l'absolu, montre

Tableau 10 : Nombre de fournisseurs alternatifs actifs sur la zone de desserte d'ERD

Au 1 ^{er} mai 2005	Tous sites	Grands sites	Moyens sites	Petits sites
Nombre de fournisseurs alternatifs actifs	26	23	7	8

Source : CRE d'après GRD, RTE

Figure 42 : Part de la consommation des sites éligibles alimentée par les fournisseurs alternatifs



Source : CRE d'après GRD, RTE

que les processus mis en place pour l'ouverture des marchés fonctionnent. Néanmoins, le rythme d'ouverture du marché des clients éligibles stagne depuis plusieurs mois, ce qui est inhabituel dans la phase de démarrage d'un nouveau marché.

Ce phénomène de stagnation s'explique par la coexistence de tarifs réglementés et de prix de marché. En effet, le coût de la fourniture aux tarifs réglementés est, pour certaines catégories de clients, notamment industriels, très inférieur au prix de fourniture sur le marché.

En conséquence, le développement d'offres alternatives compétitives est freiné et les consommateurs peu enclins à faire jouer la concurrence. La hausse des prix de marché de gros ne fait qu'accroître ce phénomène.

Encadré 15 : Freins à l'ouverture identifiés

La mise en place de l'observatoire a permis à la CRE d'identifier des premiers points de vigilance pour l'avenir :

• les sites de taille moyenne

Comme le montre la figure 41 (p 75), la part de marché des fournisseurs alternatifs est beaucoup moins élevée sur le segments des sites moyens que sur le segment des grands sites ou le segment des petits sites. Cette situation résulte de la difficulté pour les fournisseurs alternatifs à cibler un segment qui n'est ni un marché de masse ni un ensemble de grands comptes, mais elle indique également une difficulté liée à l'écart entre les tarifs réglementés appliqués à ce segment et les prix de marché.

• les mises en service

L'exercice de l'éligibilité peut s'effectuer à l'occasion du choix d'un nouveau fournisseur par un client ou lors de la mise en service d'un site. Aujourd'hui les fournisseurs alternatifs n'attirent quasiment aucun client lors de mises en service alors qu'ils gagnent près d'un client sur deux dans le cadre d'un changement de fournisseur. Il importe de comprendre les raisons de cet écart et de s'assurer que la procédure de mise en service ne favorise pas indûment les fournisseurs historiques.

• l'ouverture du marché sur tout le territoire national

Sur les zones de desserte des 6 plus importantes ELD, moins de 400 sites ont exercé leur éligibilité à la fin du premier trimestre 2005, soit un taux d'exercice de l'éligibilité particulièrement bas d'environ 0,3%. La CRE veillera à ce qu'aucune barrière à l'entrée ne dissuade les fournisseurs alternatifs de proposer leurs offres à l'ensemble des clients éligibles en France, et notamment les petits clients.

La comparaison du coût de la fourniture d'électricité aux tarifs réglementés et sur le marché est donnée (figures 43 et 44) pour deux catégories de clients : un client professionnel de taille moyenne (une PME par exemple) et un grand site industriel-type.

Pour capter un de ces clients, un fournisseur alternatif devrait lui faire une offre de fourniture d'électricité à un prix moyen inférieur d'environ 20% à son prix de revient.

Certains grands clients industriels ont exercé leur éligibilité à l'ouverture du marché pour profiter des prix alors très bas. A ce jour, un grand client qui n'a pas encore exercé son éligibilité n'a aucun intérêt à quitter le tarif réglementé.

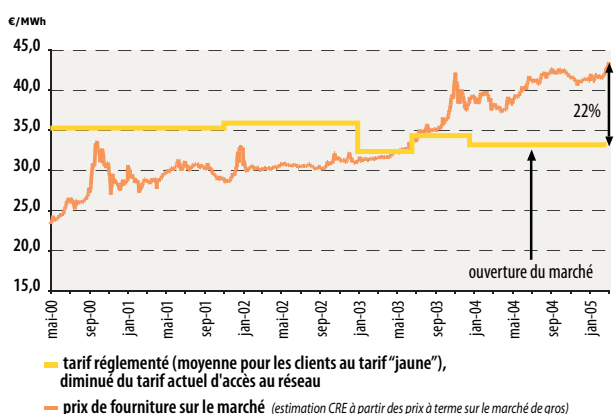
A terme, une suppression des tarifs réglementés pour les clients professionnels est à envisager, selon des modalités à étudier.

3. La CRE intervient en faveur des clients éligibles

Dès l'ouverture du marché en 2000, la CRE a mené une série d'actions afin d'informer les clients éligibles sur le nouveau contexte réglementaire et leur faculté de choisir un fournisseur d'électricité.

Ces actions, renforcées en 2004, seront poursuivies dans les années à venir, dans la perspective de l'ouverture complète du marché en juillet 2007.

Figure 43 : Sites de taille moyenne au tarif jaune, prix hors taxes en € courants, hors acheminement



Source : CRE

A. La CRE informe et conseille les clients éligibles

a. Informer

La CRE a intensifié son action à destination des clients éligibles initiée dans le cadre de la préparation de l'échéance de juillet 2004. Sur son site internet, l'espace consommateurs a été enrichi dans sa forme et son contenu.

Guide du consommateur

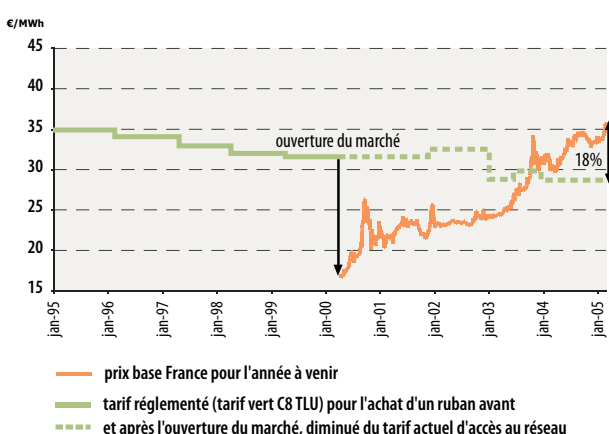
Dès 2001, la CRE avait publié un Guide du client éligible à destination des clients consommant plus de 16 GWh (puis 7 GWh à partir de 2003). Dans la perspective de l'ouverture du marché à tous les professionnels en juillet 2004, la CRE a procédé à la refonte de ce guide, devenu Guide du consommateur.

Il était nécessaire de l'adapter à une clientèle professionnelle de masse qui ne dispose généralement pas de compétences particulières en matière d'achat d'électricité. Le guide est disponible sur le site internet de la CRE. Il est consulté plus de 2 000 fois par mois et a été diffusé en version papier à 3 500 exemplaires.

Liste des fournisseurs d'électricité

Depuis 2001, la CRE met à disposition une liste des fournisseurs d'électricité. Cette liste était initialement constituée d'environ 70 fournisseurs qui avaient exprimé leur volonté de proposer des offres commerciales à de grands clients éligibles.

Figure 44 : Grand site industriel-type au tarif vert, prix hors taxes en € constants au 1^{er} janvier 2005, hors acheminement, hors CSPE



Source : CRE

Pour répondre aux besoins des petits professionnels, cette liste a été profondément modifiée. L'inscription est à l'initiative du fournisseur, mais les candidats à l'inscription dans la liste doivent faire état de leur réelle capacité à faire des offres commerciales, au travers des contrats idoines qu'ils ont signés avec les gestionnaires de réseaux.

La liste des fournisseurs d'électricité est disponible sur le site internet de la CRE. On recense environ 4 000 consultations par mois.

Questions/réponses

Une série de questions/réponses, publiée sur le site de la CRE, apporte des éclairages sur les principaux points qui peuvent concerner les clients éligibles. Les thèmes abordés sont ceux liés au client, au changement de fournisseur, aux contrats, à la consommation et au comptage de l'énergie consommée, à la facture d'électricité ou encore aux fournisseurs. Cet espace a vocation à être enrichi en fonction des questions posées par les clients éligibles.

Interventions dans des conférences

La CRE est intervenue dans plus de 25 conférences, internationales, nationales et régionales, pour expliquer la nouvelle organisation du marché français de l'électricité.

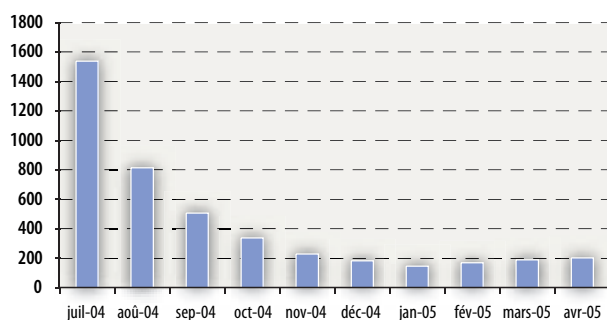
b. Répondre aux demandes des clients éligibles

À partir de juillet 2004, la CRE a reçu un grand nombre de questions de la part de clients éligibles (figures 45 et 46). Au total, depuis le 1^{er} juillet 2004, la CRE a reçu plus de 4 300 appels téléphoniques et près de 700 demandes d'information écrites, avec un pic de 1500 appels téléphoniques sur le seul mois de juillet.

Une grande partie des appels provenait de clients souhaitant une simple information et renvoyés vers le standard de CRE par leur gestionnaire de réseau. Des échanges avec les gestionnaires de réseau ont permis de renvoyer ces clients vers le site internet de la CRE et de ramener le nombre d'appels à environ 200 par mois.

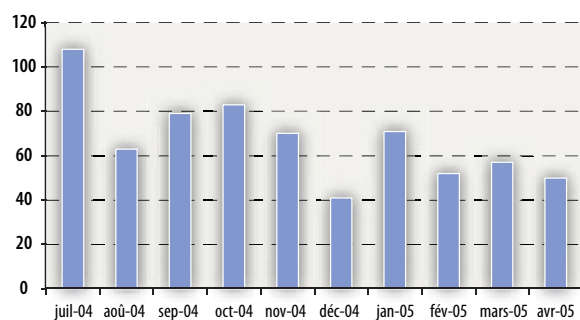
Les interrogations des clients éligibles concernent les thèmes suivants : connaissance des fournisseurs présents sur le marché français, modalités pratiques d'organisation et de fonctionnement du marché français, nouvelles modalités de réalisation de branchements et mises en services (notamment les branchements provisoires pour des chantiers ou fêtes foraines), aspects liés au comptage de l'énergie consommée. La CRE a reçu une soixantaine de réclamations de clients éligibles à l'encontre de fournisseurs d'électricité ou de gestionnaires de réseaux. Ces réclamations sont liées à des changements de fournisseurs non demandés, aux modalités d'application

Figure 45 : Appels reçus au standard téléphonique de la CRE en rapport direct avec l'ouverture du marché



Source : CRE

Figure 46 : Courriels, courriers et télécopies adressés à la CRE en rapport direct avec l'ouverture du marché



Source : CRE

des catalogues des prestations des gestionnaires de réseaux de distribution, aux niveaux estimés de consommation ou encore à l'obtention d'historiques de consommation. La CRE apporte son expertise aux clients éligibles afin de les aider à résoudre leur problème.

B. La CRE renforce sa connaissance des professionnels

Au cours de l'année passée, deux modes d'action ont été privilégiés : la relation directe avec les clients éligibles dans le cadre de rendez-vous ou d'auditions faisant suite à des consultations, et l'intégration de représentants des clients éligibles au sein du GTE 2004.

De plus, la CRE réalisera au second semestre 2005 une enquête sur la perception de l'ouverture des marchés par les clients éligibles. Cette enquête menée auprès d'un échantillon représentatif des clients professionnels permettra de mesurer leur connaissance de l'ouverture des marchés, des acteurs en présence, les contacts qu'ils ont pu avoir avec des fournisseurs alternatifs et leur satisfaction à l'égard de leur fournisseur.

Pour préparer l'ouverture complète du marché en juillet 2007, les particuliers seront représentés au sein du groupe de travail GTE 2007.

4 Vers l'ouverture totale des marchés

1. Le GTE 2004 affiche un bilan positif

A. Le dispositif mis en place s'est poursuivi au-delà du 1^{er} juillet 2004

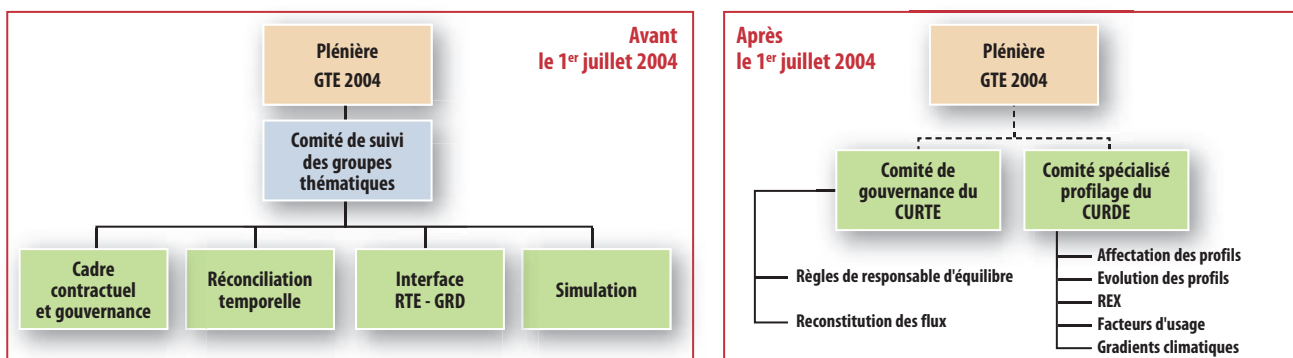
Avant le 1^{er} juillet 2004, les travaux étaient menés dans des groupes qui rapportaient directement au GTE 2004. Depuis cette date, les travaux se poursuivent dans deux instances permanentes mises en place par RTE et ERD : le CURTE (Comité des utilisateurs de RTE) et le CURDE (Comité des utilisateurs du réseau de distribution électrique).

Au sein du CURTE, les travaux du GTE 2004 se poursuivent dans le Comité de gouvernance du dispositif de responsable d'équilibre, instance de concertation à laquelle participent des représentants des responsables d'équilibre et des gestionnaires de réseau de distribution. Ce comité est en charge de l'évaluation du mécanisme de reconstitution des flux et de calcul des écarts et de la formulation de propositions d'évolution de son fonctionnement.

Au sein du CURDE, qui rassemble des représentants des consommateurs, des gestionnaires de réseau, des fournisseurs, des pouvoirs publics et des autorités concédantes, les travaux du GTE 2004 se poursuivent au sein du Comité spécialisé profilage du CURDE qui associe tous les acteurs concernés pour assurer la transparence du système de profilage et l'impartialité des décisions concernant son évolution.

Les sujets en cours d'examen dans les deux instances de coordination concernent les règles définitives de la reconstitution

Figure 47 : Organisation du GTE 2004



Source : CRE

des flux, la méthodologie d'introduction de nouveaux profils de consommation pour la partie de la clientèle équipée de compteurs à index, la formalisation du processus de changement de fournisseur dans des cas complexes (changement de puissance souscrite ou de structure tarifaire) et l'établissement d'un premier retour d'expérience sur le fonctionnement du marché depuis le 1^{er} juillet 2004.

B. Les dispositifs mis en place fonctionnent correctement

Les travaux menés dans le cadre du GTE2004 se sont concrétisés par un ensemble de règles, procédures et cadres contractuels qui permettent aux clients nouvellement éligibles de changer de fournisseur.

Contrat unique et contrat GRD-Fournisseur

L'article 23 de la loi du 10 février 2000 modifiée a ouvert la possibilité, pour un fournisseur, de gérer l'accès au réseau pour le compte d'un de ses clients, afin de simplifier les démarches de ce dernier. Cela a conduit à l'élaboration d'un contrat entre le gestionnaire de réseau et le fournisseur (contrat GRD-F) et d'un contrat entre le fournisseur et le client (« contrat unique »).

Les contrats uniques facilitent l'accès des petits clients éligibles au marché concurrentiel. Depuis leur mise en place, les contrats uniques représentent plus de 99% des contrats signés.

Procédure de changement de fournisseur

La procédure de changement de fournisseur, opérationnelle depuis le 1^{er} juillet 2004 pour les clients ayant signé un contrat unique, leur permet de changer de fournisseur sans frais et dans un délai inférieur à deux mois.

Cette procédure fonctionne de manière satisfaisante puisque, au 1^{er} mai 2005, près de 180 000 sites l'ont utilisée. Le nombre de demandes de changement de fournisseur non réalisées dans les délais prévus est faible.

Conçue pour traiter les cas simples de changement de fournisseur, soit 90% des cas, cette procédure a évolué pour permettre les demandes groupées (pour les clients multisites) et prochainement les principaux cas complexes de changements de fournisseur, impliquant une modification de la structure tarifaire ou de la puissance souscrite.

Profilage et reconstitution des flux

Le mécanisme de reconstitution des flux circulant sur le réseau de distribution, mis en place en concertation avec les différents acteurs concernés sous l'égide de la CRE, s'appuie sur le concept de profilage. Il prévoit que les gestionnaires de réseau « profilent », c'est-à-dire estiment, la courbe de charge de tous leurs clients équipés de compteurs à index selon des règles établies.

Compte tenu de la complexité du système de profilage, la majorité des ELD a choisi, à titre transitoire, de ne profiler que les sites ayant choisi un fournisseur alternatif. Il est maintenant important que ces ELD mettent en œuvre le système de profilage total, préconisé par la CRE dans sa délibération du 3 juillet 2003.

Catalogue des prestations des GRD

Dans sa délibération du 24 décembre 2003, la CRE a demandé à chaque GRD de publier un catalogue exhaustif des prestations qu'il propose aux clients et aux fournisseurs (relevé spécial, mise en service, rendez-vous avec le client pour analyse technique, vérification des appareils de comptage...). Ces prestations doivent être accessibles à tous les clients et fournisseurs, sur la base de critères objectifs et non discriminatoires.

Les catalogues des prestations d'EDF Réseau de Distribution ainsi que ceux des principales ELD ont été publiés courant 2004 et sont disponibles auprès des GRD.

Charte des fournisseurs

Un groupe de travail, animé par les organismes représentant les consommateurs, dont l'Assemblée des Chambres Françaises de Commerce et d'Industrie (ACFCI) et la Confédération Générale des Petites et Moyennes Entreprises (CGPME), et incluant plusieurs fournisseurs, a rédigé une charte des fournisseurs. Elle précise, en termes clairs pour tous les consommateurs éligibles, les principes nécessaires à une relation équilibrée et loyale entre fournisseurs et clients et elle vise à garantir de bonnes pratiques commerciales et à définir les bases de la relation contractuelle entre le fournisseur et son client, dans le cadre du contrat unique.

2. Le GTE 2004 cède la place au GTE 2007

A. Le GTE 2007 succède au GTE 2004 pour préparer l'ouverture totale du marché

Les directives européennes prévoient l'ouverture totale des marchés au plus tard le 1^{er} juillet 2007. A cette date, l'ensemble des clients résidentiels français deviendront donc éligibles. L'extension de la concurrence sur le marché de détail à ce segment de clientèle présente un certain nombre de spécificités par rapport à la date du 1^{er} juillet 2004.

Les clients résidentiels jouissent d'une protection supérieure aux clients professionnels. Le droit de la consommation leur est applicable, ils bénéficient donc de mesures spécifiques : possibilité de rétractation sous 7 jours après signature du contrat, procédures spécifiques en cas de non paiement. L'ensemble de ces spécificités et leur impact sur le marché de l'électricité doivent être analysés dès aujourd'hui afin d'anticiper au mieux l'échéance de 2007.

Le nombre de sites éligibles passera de 4,5 à 33,5 millions. Il est donc essentiel que les procédures de changement de fournisseurs soient parfaitement automatisées et robustes, de même que tous les systèmes d'échanges d'information entre les acteurs. L'expérience de l'ouverture d'autres marchés a démontré que la simplicité et la transparence des démarches pour le consommateur sont des gages essentiels de l'ouverture effective des marchés.

La CRE participe au groupe de travail « Protection du consommateur et ouverture du marché de l'électricité », mis en place en décembre 2004 par le ministre de l'économie, dans le cadre du Conseil National de la Consommation (CNC). Grâce à l'audition d'experts et à l'analyse d'expériences étrangères, ce groupe de travail a pour objectif de s'assurer que les mécanismes juridiques préexistant à l'ouverture à la concurrence du marché de l'électricité, complétés par les textes nouvellement adoptés, correspondent à une correcte et complète transposition des directives européennes précitées et de leurs annexes en droit français. Il doit par ailleurs réfléchir à des actions de communication publique pour informer, avant 2007, les particuliers des changements induits par l'ouverture à la concurrence.

La CRE met en place un groupe de travail GTE 2007. Comme le GTE 2004, le GTE 2007 rassemblera, à leur demande, l'en-

semble des acteurs du marché afin de définir les conditions du bon fonctionnement du marché résidentiel et mettre en place les processus correspondant. Ce groupe de travail aura deux missions :

- définir des règles claires et simples pour l'ouverture du marché résidentiel, dans une optique orientée consommateur (information, processus, contractualisation, ...) ;
- finaliser les travaux techniques du GTE 2004 en matière de processus entre les gestionnaires de réseau, les fournisseurs et les responsables d'équilibre et piloter l'adaptation de ces processus au fonctionnement du marché de masse.

B. La communication de la CRE du 26 mai 2005 cadre le travail du GTE 2007

Dans sa communication du 26 mai 2005, la CRE a souhaité confirmé et précisé certaines orientations préconisées lors du GTE 2004. Elles concernent les domaines des relations contractuelles, des processus de choix du fournisseur, du mécanisme de reconstitution des flux et la protection du consommateur.

Cette communication fixe aussi les deux missions essentielles du GTE 2007 : mener à bonne fin les travaux initiés dans le cadre du GTE 2004 et définir les règles et processus qui permettront l'ouverture du marché résidentiel en 2007. Pour atteindre ces deux objectifs, les premiers éléments d'organisation sont définis. Les travaux du GTE 2004 seront poursuivis et finalisés sous l'égide du CURDE et du CURTE, avec un reporting renforcé vers la CRE. Les travaux de préparation du 1^{er} juillet 2007 seront menés dans un mode projet et piloté par deux comités de suivi. L'un, dédié aux problématiques des consommateurs, sera piloté par la CRE et devra définir les règles qui régissent les relations des clients avec les fournisseurs et gestionnaires de réseaux de distribution. Les associations représentant les clients particuliers y sont conviées. L'autre groupe, plus technique et piloté par le GRD EDF, visera à définir les conditions de mise en place des systèmes d'information et processus entre les professionnels du secteur (fournisseurs, GRD, responsables d'équilibre et RTE).

La coordination avec le GTG 2007 sera assurée, pour prendre en compte les attentes des clients disposant des deux énergies.

II L'accès aux réseaux publics d'électricité

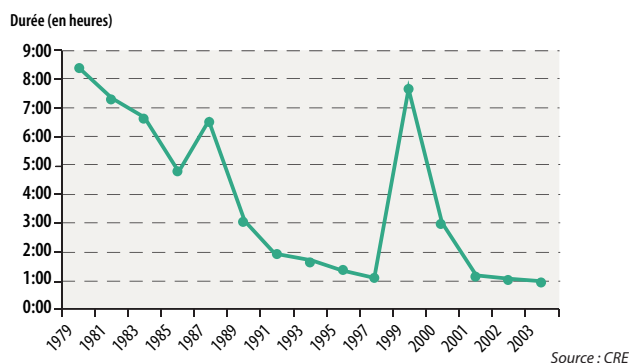
1 Le suivi de la qualité par la CRE sur les réseaux publics d'électricité

La qualité du service rendu par les réseaux publics d'électricité est la contrepartie du paiement du tarif d'utilisation de ces réseaux. La question de l'appréciation de cette qualité a été abordée à l'occasion de la discussion du projet de loi d'orientation sur l'énergie. Dans le cadre de ses missions, la CRE peut apporter une contribution à l'appréciation objective de cette qualité et à l'établissement des mécanismes d'incitation économique des gestionnaires de réseaux à prendre en considération la qualité de service. Cette contribution doit s'articuler avec l'activité d'autres parties prenantes dans ce domaine, telles que les autorités organisatrices de la distribution publique d'électricité pour ce qui concerne les réseaux publics de distribution.

1. La qualité sur les réseaux publics de distribution

La qualité de service des réseaux publics de distribution d'électricité doit s'apprécier sur la base de critères techniques

Figure 48 : L'évolution du temps de coupure moyen sur les réseaux de distribution d'EDF (clients BT)



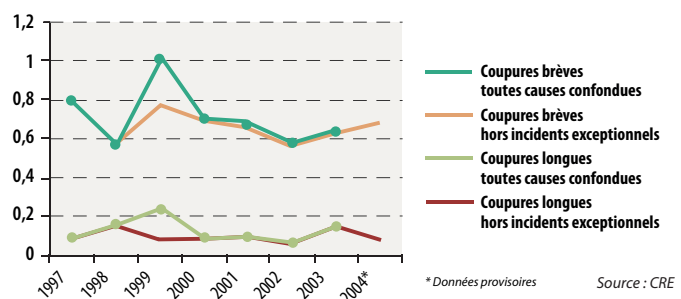
Le graphique ci-dessus, établi à partir de données fournies par EDF et non auditées par la CRE, ne reflète que très imparfaitement la qualité de l'électricité livrée en basse tension par les réseaux de distribution car il ne rend pas compte des disparités territoriales. Il doit en outre être complété par les histogrammes analogues (non fournis par EDF) relatifs au nombre de coupures, au nombre de microcoupures, aux chutes de tension, etc.

agregés à une échelle reflétant les caractéristiques de ces réseaux qui ont un rôle de desserte locale. A cet effet, en juillet 2004, la CRE a demandé au principal gestionnaire de réseaux publics de distribution, EDF, de fournir des indicateurs décrivant la qualité de service des réseaux qu'il exploite (figures 48 et 49). Ces indicateurs concernent la continuité de l'alimentation et la qualité de service caractérisée par le nombre et la durée des coupures longues et brèves subies par les utilisateurs raccordés en BT et HTA, une répartition de ces coupures selon leur origine, ainsi que la qualité de la gestion des engagements contractuels du gestionnaire de réseau. Ces données seront renseignées à l'échelle régionale et à celle de la concession. Elles devront faire apparaître d'éventuelles disparités entre les zones de desserte que les statistiques nationales, trop agrégées, ne permettraient pas d'apprécier.

La définition précise des indicateurs techniques de la qualité de service a été réalisée. Les premières données, établies selon ces conventions pour l'année 2003 à l'échelle régionale, ont été communiquées à la CRE début février 2005. La transmission des résultats demandés à l'échelle de la concession nécessite encore la mise au point du système d'information traitant de la performance des réseaux de distribution exploités par EDF. Les premières données doivent être transmises à la CRE à partir de juin 2005.

Ces résultats conduiront à identifier les niveaux de qualité atteints par les gestionnaires de réseau ainsi que leur évolution dans le temps. Le compte rendu établi par EDF permettra d'apprécier son efficacité comme gestionnaire de réseaux de

Figure 49 : L'évolution de la fréquence de coupure sur le réseau de transport



distribution et de mettre directement en rapport les éléments économiques et techniques permettant d'expliquer les résultats obtenus. La généralisation de ces comptes rendus à tous les gestionnaires de réseaux permettra à terme d'établir un mécanisme de régulation les incitant à améliorer leurs performances respectives en matière de continuité de l'alimentation et, plus généralement, en matière de service rendu.

Un tel mécanisme de régulation complètera le dispositif contractuel (contrats d'accès CARD, contrats GRD-F/contrats uniques, conventions de raccordement, etc.) que la CRE souhaite voir amélioré dans le domaine de la qualité de service des réseaux, afin de protéger les consommateurs. Une évolution négative des performances en la matière pourrait entraîner le versement de pénalités par les gestionnaires de réseaux. La CRE s'inspirera des modèles de régulation établis par les régulateurs étrangers, au premier rang desquels l'OFGEM en Grande Bretagne et l'AEEG en Italie.

En effet, les gestionnaires de réseaux doivent améliorer la situation des zones les moins bien traitées pour éviter l'accroissement des disparités géographiques. Cela n'implique pas nécessairement l'uniformisation des niveaux atteints.

2. La qualité sur le réseau public de transport

Dans sa délibération sur le programme d'investissements de RTE pour 2005, la CRE a rappelé que la qualité d'alimentation dépend de décisions d'investissements, telles que le renouvellement des équipements des réseaux régionaux ou le développement de la capacité de ces derniers. Il est dès lors important d'assurer un suivi pluriannuel des performances du réseau.

Les informations demandées à RTE pour assurer le suivi de ses performances en matière de continuité et de qualité d'alimentation permettront à la CRE de veiller plus précisément à la relation entre niveau et pertinence des investissements et qualité de service du réseau de transport. Une échelle plus détaillée que l'échelle nationale conduira à apprécier plus finement les éventuelles disparités interrégionales sur le réseau public de transport. Les conditions techniques de raccordement aux réseaux de distribution seront adaptées dans le cas d'un raccordement au réseau public de transport pour

tenir compte d'une présence plus importante d'installations de production susceptibles d'être fortement perturbatrices.

Dans le domaine du transport, la CRE poursuit le même objectif que dans le domaine de la distribution, c'est-à-dire l'établissement à terme d'une régulation incitant le gestionnaire du réseau de transport à assurer un niveau élevé de qualité à un coût économiquement acceptable.

2 Les référentiels techniques des gestionnaires de réseaux publics d'électricité

Pour assurer le traitement objectif, non discriminatoire et transparent de l'accès des tiers aux réseaux, tel que requis par la directive du 26 juin 2003, il est nécessaire que l'ensemble des principes et méthodes appliqués par les gestionnaires de réseaux soient portés à la connaissance des utilisateurs de ces réseaux. Or, du fait de leur caractère détaillé ou évolutif, de nombreux principes et règles techniques établis et appliqués par les gestionnaires de réseaux publics d'électricité ne peuvent être contenus dans la réglementation technique.

L'établissement et la publication de référentiels techniques par les gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité permettra de rapprocher la situation des utilisateurs de réseaux publics d'électricité français de celle des utilisateurs des réseaux de nombreux États membres de l'Union européenne. Dans ces derniers, des codes réseau ont été établis et publiés pour apporter aux utilisateurs l'information qui leur est nécessaire sur les conditions réglementaires, techniques et contractuelles de raccordement et d'accès aux réseaux publics d'électricité.

Le décret du 27 juin 2003 a défini le « référentiel technique du réseau public de transport comme un document d'information publié par le gestionnaire du réseau public de transport précisant les principes généraux de gestion et d'utilisation du réseau public de transport [...] ». En l'absence de définition plus précise et de calendrier de mise en place de ce texte, la CRE a fixé le cadre de l'élaboration du référentiel technique du réseau public de transport.

Les utilisateurs des réseaux publics de distribution doivent pouvoir faire valoir leurs droits dans les mêmes conditions

que les utilisateurs du réseau public de transport. C'est pourquoi il est nécessaire de mettre en place également des référentiels techniques pour les réseaux publics de distribution. La CRE a lancé, en novembre 2003, une consultation publique établie sur ces thèmes qui paraissaient devoir figurer dans les référentiels techniques. A la suite de cette consultation, la CRE, en vertu de l'article 37 de la loi du 10 février 2000, a décidé le 7 avril 2004 la mise en place des référentiels techniques des gestionnaires de réseaux publics d'électricité.

Chaque gestionnaire de réseau public de transport et de distribution d'électricité doit publier un référentiel technique. Il peut recourir au référentiel technique d'un autre gestionnaire de réseau.

La publication des référentiels techniques doit être achevée le 30 juin 2005.

Les gestionnaires de réseaux publics d'électricité doivent, préalablement à la conclusion de tout document contractuel relatif au raccordement et/ou à l'accès aux réseaux publics d'électricité, informer les utilisateurs de réseaux de l'existence de ces référentiels techniques et des moyens d'en prendre connaissance.

Cette obligation contribue à l'objectif, inscrit dans la directive du 26 juin 2003, de protection des consommateurs. En leur garantissant la transparence des conditions contractuelles, elle leur permettra de mieux se protéger contre des comportements arbitraires ou discriminatoires des gestionnaires des réseaux publics d'électricité.

3 L'action de la CRE au sein du CEER/ERGEG

1. Analyse du projet de guide opérationnel (*Operation Handbook*) de l'UCTE par l'ERGEG

L'Union pour la coordination du transport d'électricité (UCTE) a pour objectif d'assurer la sécurité de fonctionnement du système électrique interconnecté. Pour atteindre cet objectif, l'UCTE a développé depuis 50 ans un ensemble de règles et de recommandations. Lors des 9^{ème} et 10^{ème} Forum de Florence, les membres du CEER, à la suite des recommandations de l'Union européenne, ont demandé à l'UCTE d'adapter les règles à l'ouverture du marché de l'électricité. Pour répondre

à cette attente, les gestionnaires de réseaux de transport ont entrepris la rédaction d'un guide opérationnel (*Operation Handbook*). A terme, il permettra d'obtenir un ensemble de règles cohérent, précis et clair qui remplacera les multiples publications actuellement en vigueur.

Le deuxième enjeu est de rendre ces règles contraignantes pour les membres de l'UCTE et les utilisateurs des réseaux de transport. L'incident majeur survenu le 28 septembre 2003 en Italie a renforcé l'intérêt d'une telle démarche.

Le groupe « exploitation du système » (*System Operation Task Force*) de l'ERGEG, auquel participe la CRE, a initié depuis quelques mois des contacts directs et réguliers avec l'UCTE, afin d'examiner de façon continue et progressive l'avancement des travaux sur le guide opérationnel.

La rédaction actuelle du guide opérationnel ne permet pas d'assurer la sécurité d'exploitation du réseau interconnecté. Les recommandations contenues dans divers rapports établis à la suite du black-out italien, dont celui établi par l'UCTE, n'ont pas encore été prises en compte. De même, certains sujets essentiels, comme le calcul des capacités physiques de transfert aux interconnexions, n'ont pas encore été convenablement traités.

Sans préjuger de la solution retenue par l'UCTE pour assurer l'opposabilité des règles, les régulateurs souhaitent qu'elle constitue une avancée significative par rapport à la situation actuelle, fondée sur un accord d'application volontaire. Il devra exister un engagement ferme à respecter les règles du guide opérationnel sous peine de sanction suffisamment dissuasive. Enfin, le contrôle du respect des règles de l'UCTE devra fonder sa crédibilité sur sa transparence et son indépendance. À ce titre, l'ERGEG examinera le rôle que joueront, à terme, les régulateurs investis des pouvoirs prévus par l'article 23 de la directive du 26 juin 2003 tout en tenant compte de ce que le champ d'intervention de l'UCTE s'étend au-delà des limites de l'Union européenne.

2. Comparaison de la qualité de service des réseaux européens

En 2003, le groupe de travail « qualité de la fourniture » (*Quality of Supply*) du CEER a élaboré le 2^e rapport de benchmarking sur la qualité de fourniture de l'électricité (*2nd Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply*). Il s'agit d'une comparaison à l'échelle européenne des performances globales sur

les réseaux nationaux de distribution. Les sujets abordés dans ce rapport sont la continuité de la fourniture et la qualité commerciale.

Un nouveau groupe de travail « qualité de service » (*Quality of Service*) du CEER, institué en 2004, doit réaliser le 3^e rapport de benchmarking sur la qualité de fourniture de l'électricité (*3rd Benchmarking Report on Quality of Electricity Service*) qui poursuivra deux objectifs :

- **améliorer et élargir la comparaison effectuée lors du précédent rapport** en ce qui concerne la continuité de la fourniture et la qualité commerciale. Pour cela, la participation des pays européens disposant de données significatives (c'est-à-dire représentant la majorité des utilisateurs des réseaux du pays concerné) sera requise. De plus, à la différence du précédent rapport qui ne concerne que les réseaux de distribution, le 3^{ème} rapport contiendra des informations à propos de la qualité sur le (ou les) réseau(x) de transport.
- **comparer les mécanismes de régulation et les régimes de pénalités** instaurés en Europe sachant que les régulateurs italien et anglais publient déjà des résultats concernant les impacts de tels mécanismes.

La CRE a été chargée de réaliser la synthèse des réponses aux différents questionnaires.

4 L'indépendance des gestionnaires de réseaux publics d'électricité est indispensable à l'ouverture des marchés

A. La mise en œuvre du cadre légal et réglementaire est encore incomplète

La directive du 26 juin 2003 prévoit que lorsque le gestionnaire de réseau de transport fait partie d'une entreprise verticalement intégrée, il doit être indépendant des autres activités non liées au transport, au moins sur le plan de la forme juridique, de l'organisation et de la prise de décision. Ces règles ne créent pas d'obligation de séparer la propriété des actifs de la société de transport de celle du reste de l'entreprise.

Les gestionnaires des réseaux publics de transport et de distribution faisant partie d'une entreprise intégrée doivent ainsi bénéficier d'une indépendance leur permettant d'exercer leurs missions dans des conditions non discriminatoires.

A cet effet, l'article 10 de cette directive (encadré 16 p. 86) prévoient quatre critères minimaux :

- non-participation des responsables de la gestion du gestionnaire du réseau de transport aux structures de l'entreprise intégrée directement ou indirectement chargées de la gestion quotidienne des activités de production, de fourniture et de distribution d'électricité ;
- adoption des mesures appropriées pour la prise en compte des intérêts professionnels des responsables de la gestion du gestionnaire de réseau ;
- mise à disposition du gestionnaire de pouvoirs de décision effectifs en ce qui concerne les éléments d'actifs nécessaires à l'exploitation, l'entretien et le développement du réseau, des mécanismes de coordination appropriés en vue d'assurer les droits de supervision économique de la société mère concernant le rendement des actifs de la filiale pouvant néanmoins être prévus ;
- établissement d'un programme d'engagements regroupant les mesures prises pour prévenir toute pratique discriminatoire.

Depuis l'entrée en vigueur de la directive le 1^{er} juillet 2004, ces critères s'appliquent aux gestionnaires de réseaux de distribution desservant plus de 100.000 clients. En France, cela concerne Electricité de France Réseau de Distribution (ERD), Electricité de Strasbourg (ES), l'Usine d'Electricité de Metz (UEM), la Société de revente d'électricité et de gaz, d'investissement et d'exploitation en énergie et de services (Sorégies) et la Régie du Syndicat intercommunal d'énergie des Deux Sèvres (RSIEDS). La séparation juridique ne sera exigible pour la distribution qu'au 1^{er} juillet 2007.

La loi du 9 août 2004 et le décret du 17 novembre 2004 portant statuts de la société anonyme Electricité de France ont transposé ces exigences communautaires dans le droit national. L'indépendance des gestionnaires de réseaux requise par les textes communautaires n'est toutefois pas encore complètement assurée et nécessitera l'intervention de dispositions complémentaires.

B. Les conditions de l'indépendance du gestionnaire du réseau de transport filialisé doivent être améliorées

La loi du 9 août 2004 prévoit, dans son article 5, une séparation juridique du gestionnaire du réseau de transport. L'article 6 de la loi précise que :

- toute personne qui assure la direction générale du gestionnaire du réseau de transport ne peut être révoquée sans un avis motivé préalable de la CRE ;

- les personnes assurant des fonctions de direction ne peuvent avoir de responsabilité directe ou indirecte dans la gestion d'activités de production ou de fourniture ;
- les pouvoirs accordés aux personnes en charge de la gestion du GRT doivent être suffisants pour qu'elles puissent prendre des décisions en toute indépendance afin d'assurer l'exploitation, l'entretien et le développement des réseaux. Toutefois, les intérêts de l'actionnaire sont préservés. Toute décision relative au budget ou à la politique de financement et à la création de tout groupement d'intérêt économique,

Encadré 16 : Article 10.2 de la directive du 26 juin 2003

2. Les critères minimaux à appliquer pour garantir l'indépendance du gestionnaire de réseau de transport visé au paragraphe 1 sont les suivants :

- a) les personnes responsables de la gestion du gestionnaire de réseau de transport ne peuvent pas faire partie des structures de l'entreprise d'électricité intégrée qui sont directement ou indirectement chargées de la gestion quotidienne des activités de production, de distribution et de fourniture d'électricité ;
- b) des mesures appropriées doivent être prises pour que les intérêts professionnels des responsables de la gestion du gestionnaire de réseau de transport soient pris en considération de manière à leur permettre d'agir en toute indépendance ;
- c) le gestionnaire de réseau de transport dispose de pouvoirs de décision effectifs, indépendamment de l'entreprise d'électricité intégrée, en ce qui concerne les éléments d'actifs nécessaires pour assurer l'exploitation, l'entretien et le développement du réseau. Ceci ne devrait pas empêcher l'existence de mécanismes de coordination appropriés en vue d'assurer que les droits de supervision économique et de gestion de la société mère concernant le rendement des actifs d'une filiale, réglementé indirectement en vertu de l'article 23, paragraphe 2, soient préservés. En particulier, la présente disposition permet à la société mère d'approuver le plan financier annuel du gestionnaire de réseau de transport, ou tout document équivalent, et de plafonner globalement le niveau d'endettement de sa filiale. En revanche, elle ne permet pas à la société mère de donner des instructions au sujet de la gestion quotidienne ni en ce qui concerne des décisions individuelles relatives à la construction ou à la modernisation de lignes de transport qui n'excèdent pas les limites du plan financier qu'elle a approuvé ou de tout document équivalent ;
- d) le gestionnaire de réseau de transport établit un programme d'engagements qui contient les mesures prises pour garantir que toute pratique discriminatoire est exclue et que son application fait l'objet d'un suivi approprié. Ce programme énumère les obligations spécifiques imposées aux employés pour que cet objectif soit atteint. La personne ou l'organisme responsable du suivi du programme d'engagements présente tous les ans à l'autorité de régulation visée à l'article 23, paragraphe 1, un rapport décrivant les mesures prises. Ce rapport annuel est ensuite publié.

société ou autre entité juridique concourant à la réalisation de leur objet social ou à son extension au-delà du transport ne peut être adoptée sans le vote favorable de la majorité de membres du conseil d'administration nommés par l'assemblée générale. Il en va de même des décisions relatives aux achats et ventes d'actifs ainsi qu'à la constitution de sûretés ou de garanties au-dessus d'un certain seuil.

La loi prévoit également un décret relatif aux mesures garantissant que les intérêts professionnels des personnes assurant des fonctions de direction dans la société gestionnaire du réseau de transport d'électricité leur permettent d'agir en toute indépendance. Il sera particulièrement important que ce décret respecte les objectifs fixés par l'article 10 de la directive du 26 juin 2003.

La loi dispose que la CRE publie chaque année un rapport évaluant l'indépendance du gestionnaire du réseau de transport d'électricité. A cette occasion, la CRE s'assurera que les statuts ainsi que tous les documents liés à l'activité de la société de transport d'électricité garantissent son indépendance effective par rapport aux autres activités de l'entreprise d'électricité verticalement intégrée.

La filialisation du réseau de transport d'électricité ne doit pas entraîner une régression de l'indépendance de gestion dont il bénéficiait jusqu'à présent.

On peut d'ores et déjà souligner qu'une dénomination rappelant l'appartenance au groupe EDF nuit à l'image d'indépendance du gestionnaire de réseau et risque de créer une confusion dans l'esprit des consommateurs. Ce risque de confusion serait aggravé par l'utilisation par le gestionnaire du réseau de transport d'un logo trop proche de celui d'EDF.

L'indépendance de la filiale de transport d'électricité dans le respect des exigences communautaires est une condition nécessaire à la sécurité juridique de son activité. Plusieurs points paraissent déterminants à cet égard :

- **la prise en compte des intérêts professionnels des dirigeants** et notamment du directeur général ainsi que son indépendance ;
- **la participation au comité exécutif d'EDF d'un administrateur de RTE** et, a fortiori, du président du conseil d'administration ;
- **la liberté du choix par le directeur général de ses collaborateurs** et de l'étendue et la durée des pouvoirs qui leur sont conférés.

Compte tenu de la nécessité d'assurer dans le temps l'indépendance requise par les textes communautaires, la modification des statuts devrait se faire selon la même procédure que lors de leur approbation, c'est à dire par décret et non par le seul jeu normal du droit commercial auquel cette filiale sera soumise selon les termes de la loi du 9 août 2004.

C. L'indépendance des gestionnaires de réseaux de distribution doit être garantie

La loi ne prévoit pas la séparation juridique des gestionnaires de réseau de distribution mais, conformément à la directive, elle instaure une obligation d'indépendance sur le plan de l'organisation et de la prise de décision par rapport aux autres activités de l'entreprise. Les conditions de cette indépendance doivent encore être précisées.

Aux termes de l'article 30 de la directive du 26 juin 2003, la séparation juridique devra être mise en œuvre au 1^{er} juillet 2007.

EDF a informé la CRE de la mise en place de deux entités dissociées dédiées à la gestion des réseaux : EDF Réseau de distribution (ERD) et EDF Gaz de France Distribution (EGD). Les missions données à ces entités par la loi du 9 août 2004 conduit à les considérer comme des gestionnaires de réseaux de distribution au sens de la définition donnée au point 6 de l'article 2 de la directive du 26 juin 2003. Elles doivent donc bénéficier d'une indépendance de gestion analogue à celle de la filiale de transport d'électricité.

ERD a informé la CRE qu'il avait séparé ses locaux de ceux des autres activités du groupe. Ces locaux seront dotés de contrôle d'accès, de moyens de télésurveillance et de lieux d'archivage sécurisés. De telles mesures sont de nature à faciliter le respect des obligations de confidentialité auxquelles sont soumis les gestionnaires de réseaux.

Le gestionnaire de réseau de distribution dispose d'un site internet indépendant.

Toutefois, ce site ne fait pas suffisamment ressortir l'indépendance et la neutralité du distributeur. Le logo du groupe EDF apparaît sur toutes les pages, entretenant ainsi une confusion entre le gestionnaire du réseau de distribution et le fournisseur rattaché à l'entreprise intégrée. Ceci est également le cas pour tous les GRD disposant d'un site internet.

Par ailleurs, la liste des fournisseurs en concurrence figurant sur le site ERD est limitée aux fournisseurs ayant conclu un

contrat GRD-Fournisseur, ce qui constitue une discrimination. De même que pour le transport, des difficultés dans la mise en œuvre des obligations communautaires perdurent :

- **la dénomination des distributeurs EDF**, EDF Réseau de distribution et EDF Gaz de France Distribution, entretiennent une confusion dans l'esprit des consommateurs ;
- **les statuts d'EDF**, publiés par décret du 17 novembre 2004, n'interdisent pas la participation des responsables de la gestion du gestionnaire de réseau de distribution aux structures de l'entreprise intégrée chargées de la gestion quotidienne des activités de production et de fourniture ;
- **la prise en compte des intérêts professionnels** des dirigeants du gestionnaire de réseau de distribution n'est abordée que sous l'angle de la révocation.

5 Les engagements destinés à garantir l'absence de toute pratique discriminatoire

1. Le cadre réglementaire

La directive du 26 juin 2003 prévoit que les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution établissent un programme d'engagements qui contient les mesures prises pour garantir que toute pratique discriminatoire est exclue et que son application fait l'objet d'un suivi approprié. Les gestionnaires de réseaux énumèrent, dans ce programme, les obligations spécifiques imposées aux employés. Ils présentent tous les ans à l'autorité de régulation un rapport sur les mesures prises.

Pour l'application de cette disposition, la loi du 9 août 2004 précise que les gestionnaires de réseaux fixent dans des codes de bonne conduite les mesures d'organisation interne prises pour prévenir les risques de pratique discriminatoire. Le gestionnaire du réseau de transport publie chaque année un rapport sur l'application de ce code et l'adresse à la CRE. En revanche, la loi du 9 août 2004 n'impose pas aux GRD de publier un tel rapport. Toutefois, ERD devrait procéder à cette publication sur le fondement de l'article 18.5 du décret du 17 novembre 2004 portant statuts de la société anonyme Electricité de France.

La CRE publiera chaque année des rapports sur le respect des codes de bonne conduite du GRT et des GRD concernés. Sont concernés par la mise en place d'un code de bonne conduite, le gestionnaire du réseau de transport ainsi que les gestionnaires de réseau de distribution desservant plus de 100 000 clients.

2. L'élaboration des codes

Un certain nombre de gestionnaires de réseaux de distribution ont déjà élaboré une première version de leurs codes de bonne conduite. Pour sa part, le gestionnaire du réseau de transport s'est jusqu'à présent limité à une présentation orale.

L'organisation retenue par EDF et GDF pour la distribution d'électricité et de gaz entraîne des difficultés d'application particulières. En effet, le code de bonne conduite d'ERD doit s'appliquer aux agents d'EDF Gaz de France Distribution (EGD) travaillant pour l'électricité. Les agents mixtes, c'est-à-dire ne relevant pas exclusivement de l'électricité ou du gaz (plus de 23 000), pourraient devoir appliquer deux codes de bonne conduite, l'un au titre de leur activité dans le gaz et l'autre au titre de leur activité dans l'électricité.

3. Le contenu des codes

Le code de bonne conduite traite :

- **de la protection des informations commercialement sensibles** : il doit indiquer avec précision quelles informations sont confidentielles, en indiquant les sanctions encourues en cas de divulgation illicite ;
- **du comportement du personnel vis-à-vis des utilisateurs du réseau** : le personnel concerné doit s'abstenir de toute mention relative à l'activité de fourniture de l'entreprise intégrée ;
- **des interdictions ou restrictions d'accès** : le personnel ne faisant pas partie du gestionnaire de réseau ne doit pas accéder aux locaux et aux systèmes d'enregistrement, de traitement ou de stockage des données sensibles.

Les codes seront compatibles avec les cahiers des charges de concession de distribution ou de transport. La loi du 10 février 2000 modifiée prescrit l'établissement d'un nouveau cahier des charges type de concession pour le transport qui devra

tenir compte de ces nouvelles obligations.

Tous les codes devaient être mis en application au deuxième trimestre 2005.

6 Les contrats d'accès au réseau de distribution

L'élaboration du contrat GRD-Fournisseur par les gestionnaires de réseaux de distribution sur le fondement de l'article 23 de la loi du 10 février 2000 a fait l'objet au cours de l'année 2004 d'une attention particulière de la CRE. Elle a veillé à ce que ces contrats garantissent une parfaite neutralité aux gestionnaires de réseaux de distribution.

Certains GRD ont préparé des modèles de contrats qu'ils ont portés à la connaissance des fournisseurs. Ces modèles n'ont pas été harmonisés entre les gestionnaires de réseaux de distribution, ce qui a constitué un obstacle pour certains fournisseurs entrant sur le marché.

Les modèles actuels de contrat GRD-Fournisseur restent insuffisants pour permettre l'établissement de relations équilibrées entre les clients, les fournisseurs et les gestionnaires de réseaux. Ils doivent être revus à la lumière du retour d'expérience.

L'élaboration et la mise en œuvre de contrats d'accès équilibrés doivent être encadrées par les principes suivants :

- **liberté de choix du régime contractuel** : quelle que soit leur puissance souscrite, les utilisateurs doivent pouvoir choisir librement de conclure un contrat CARD ou un contrat unique. Seule la volonté d'avoir plusieurs fournisseurs pour un même site nécessite la signature d'un CARD.
- **égalité des droits et obligations** : quel que soit leur contrat, les utilisateurs doivent bénéficier d'un traitement non-discriminatoire.
- **transparence des relations contractuelles** : le GRD doit garantir une information aux utilisateurs à tous les stades de la relation contractuelle : avant la conclusion du contrat, lors de la modification des paramètres d'accès, etc.

Il conviendra, par ailleurs, que les contrats d'accès d'un gestionnaire de réseau public à un autre réseau public soient établis de telle sorte que les relations entre gestionnaires de réseaux présentent les mêmes caractéristiques de transparence et de non-discrimination.

7 Le cahier des charges du réseau public de transport d'électricité

L'article 12-II de la loi du 10 février 2000, relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, dispose que « le gestionnaire du réseau public de transport d'électricité exerce ses missions dans les conditions fixées par un cahier des charges type de concession approuvé par décret en Conseil d'Etat, après avis de la CRE ».

Le cahier des charges du réseau d'alimentation générale en énergie électrique, en vigueur depuis le 28 avril 1995, comporte un grand nombre de dispositions devenues obsolètes, contradictoires, voire caduques, au regard du contexte législatif et réglementaire actuel.

Or, ces dispositions sont essentielles à la sécurité juridique des clients désireux de recourir au marché concurrentiel de l'électricité.

La situation actuelle est susceptible de contrevenir aux principes de transparence et de non discrimination inscrits dans la législation. L'adaptation de ce cahier des charges s'impose donc.

La loi du 9 août 2004 a défini la consistance des ouvrages du réseau public de transport.

Le décret du 22 février 2005 supprime un obstacle à la publication du cahier des charges type de concession du gestionnaire de ce réseau.

La CRE considère que ce nouveau cahier des charges type de concession doit être élaboré sur la base des orientations suivantes :

- le nouveau texte devra contenir les engagements du gestionnaire du réseau de transport à l'égard de l'autorité concédante et des utilisateurs de ce réseau.
- il devra définir avec une précision suffisante les obligations du concessionnaire du réseau de transport à l'égard des utilisateurs de ce réseau. En effet, le recours à un contrat de service public entre l'Etat et le groupe EDF n'est pas susceptible, à lui seul, de créer des droits pour ces utilisateurs.
- la procédure de raccordement reste encore insuffisamment encadrée. Le gestionnaire du réseau de transport ne peut être libre d'adapter les conditions de raccordement, en décidant unilatéralement du délai de remise des propositions techniques et financières (PTF). Ce délai ne devra pas être supérieur à celui fixé par l'actuel cahier des charges.

- les conditions de financement des raccordements sont encore incertaines et sont donc génératrices de difficultés entre les utilisateurs du réseau de transport et le gestionnaire dudit réseau. Il est nécessaire de déterminer précisément les coûts de raccordement à la charge du GRT, ce qui permettra de préciser ceux qui incombent aux demandeurs et qui doivent figurer dans les PTF.
- la propriété des installations de comptage ne doit pas être confiée systématiquement au concessionnaire. Cela constituerait une régression par rapport à la situation juridique actuelle. Les installations de comptages devront bien entendu respecter les normes techniques publiées dans le référentiel technique.

8 Les principes de dissociation comptable

En application de l'article 25 de la loi du 10 février 2000, les opérateurs intégrés tiennent des comptes séparés au titre de la production, du transport, de la distribution et des autres activités.

La loi du 9 août 2004 impose également aux opérateurs de tenir, à compter du 1^{er} juillet 2004, des comptes séparés pour les activités de fourniture aux clients éligibles et les activités de fourniture aux clients non éligibles. Cette nouvelle obligation s'applique aux comptes dissociés de l'année 2004.

Les principes de séparation comptable des activités de fourniture proposés par EDF ont été soumis, pour avis, au Conseil de la concurrence, qui ne s'est pas encore prononcé à la date de publication du présent rapport.

Cette séparation comptable consiste à scinder les comptes de l'activité production, au sens de la directive du 19 décembre 1996, en trois périmètres d'activités :

- **un périmètre « fourniture aux clients éligibles »**, qui comprend l'ensemble des activités liées à la commercialisation et à la gestion commerciale de la clientèle éligible domiciliée en France continentale (y compris les entreprises locales de distribution) et à la vente à des clients étrangers dont le point de livraison est situé à la frontière. Sont considérés comme clients éligibles tous les clients éligibles, qu'ils aient ou non fait jouer leur éligibilité ;
- **un périmètre « fourniture aux clients non éligibles »**, qui comprend l'ensemble des activités liées à la commercialisa-

tion et à la gestion commerciale de la clientèle non éligible domiciliée en France continentale. Ce périmètre couvre les clients résidentiels raccordés sur les réseaux basse tension et ayant souscrit une puissance égale ou inférieure à 36 kVA ;

• **un périmètre « autre production »**, qui comprend :

- l'activité de production d'électricité en France continentale et dans les zones non interconnectées (Corse, départements d'outre-mer) ;
- l'activité de commercialisation et de gestion commerciale de la clientèle relevant des zones non interconnectées ;
- les achats d'énergie, et notamment les obligations d'achat liées aux missions de service public en matière de production d'électricité ;
- les échanges d'électricité avec l'étranger et, notamment les contrats d'exports conclus avec des sociétés électriques européennes ;
- les ventes d'énergie sur le marché de gros, et notamment les ventes aux enchères de capacités de production (*Virtual Power Plants*).

Les prix de cession de l'énergie de l'activité « autre production » aux activités de fourniture sont fondés sur des prix de marché. Sur le plan pratique, cette valorisation conventionnelle comprend d'une part, la valorisation des courbes de charges respectives des clients éligibles et des clients non éligibles, par application des prix spots horaires constatés sur l'année (Pownext) ; d'autre part, la répercussion d'un surcoût relatif aux écarts, par référence aux prix de règlement des écarts sur le marché d'ajustement facturés par RTE à EDF en tant que responsable d'équilibre.

9 La préparation d'un nouveau tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité

Comme la CRE l'avait exprimé dès janvier 2002 lorsqu'elle a proposé au gouvernement le tarif d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité entré en vigueur le 1^{er} novembre 2002, ce premier tarif avait vocation à être appliqué pendant une durée de 12 à 18 mois. En effet, ce tarif, fondé sur des comptes d'opérateurs non encore audi-

tés par la CRE, avait d'abord pour but de donner rapidement une base objective à la dissociation comptable des activités de gestion de réseau et de rendre observables les échanges économiques entre les différentes activités des opérateurs verticalement intégrés.

Dans cette perspective, un nouveau tarif d'utilisation des réseaux publics de transport et de distribution d'électricité aurait donc dû entrer en vigueur avant la fin de 2004. La CRE a engagé, dès 2003, la préparation de cette nouvelle proposition tarifaire par une consultation publique, en février 2004, sur les principes tarifaires. Les résultats de cette consultation lui ont permis de mieux mesurer les attentes des parties prenantes, gestionnaires et utilisateurs des réseaux publics.

La loi du 9 août 2004 ayant introduit un certain nombre de dispositions nouvelles influençant le cadre institutionnel de l'activité des gestionnaires de réseaux publics d'électricité, la CRE a donc décidé de différer sa proposition tarifaire pour permettre la prise en compte de leur impact sur les charges à couvrir par les recettes tarifaires. Il s'agit de la réforme du financement des retraites des industries électriques et gazières, dont l'effet sur les comptes des opérateurs de réseaux n'a été connu qu'à la fin du premier trimestre de 2005. Il s'agit également des modalités de classement des ouvrages dans les réseaux publics de transport et de distribution qui ont été fixées par le décret du 22 février 2005 pris en application de la loi du 9 août 2004.

Cette nouvelle proposition tarifaire doit contenir des règles apportant des précisions au texte du décret du 19 juillet 2002, particulièrement en ce qui concerne la définition des modalités d'application des différentes formules tarifaires offerte aux utilisateurs de réseaux.

Elle doit tenir compte du retour d'expérience de l'application du tarif en vigueur en ce qui concerne le comportement des utilisateurs des réseaux. Elle doit également s'appuyer sur la connaissance plus détaillée des comptes des gestionnaires des réseaux telle qu'elle ressort de l'analyse des comptes dissociés des opérateurs verticalement intégrés et du résultat des différents audits auxquels la CRE a procédé.

A la lumière des travaux menés jusqu'à présent, la CRE devrait pouvoir proposer un tarif prévu pour entrer en application avant le mois de novembre 2005, date de l'entrée en vigueur

des tarifs intégrés d'hiver pour la fourniture d'électricité. Dans un environnement économique et réglementaire suffisamment stable, ce tarif pourrait être maintenu jusqu'à l'automne 2007.

En effet, l'échéance du 1^{er} juillet 2007 qui verra l'ouverture totale du marché de la fourniture d'électricité pourrait appeler la mise en place de nouveaux tarifs tenant compte plus précisément des conditions de cette ouverture tant sur la structure des coûts des gestionnaires des réseaux publics, principalement en distribution, que sur les attentes des utilisateurs de ces réseaux.

Dans ce cadre, les principales orientations des travaux préparatoires à la prochaine proposition tarifaire peuvent être résumées comme suit :

1. Tenir compte des modalités pratiques d'ouverture à la concurrence

Le tarif en vigueur depuis le 1^{er} novembre 2002 a été élaboré en 2001, alors que seuls les utilisateurs consommant plus de 16 GWh étaient éligibles, ce qui concernait environ 1300 sites de consommation. Depuis cette période, les travaux de préparation de l'ouverture à la concurrence pour tous les utilisateurs professionnels ont conduit à définir plus précisément les relations entre les gestionnaires de réseau de distribution, les fournisseurs d'énergie et les utilisateurs de réseau.

Pour s'adapter aux modalités pratiques retenues pour l'ouverture à la concurrence du 1^{er} juillet 2004, le tarif devrait identifier, pour tous les utilisateurs de réseaux, les coûts de comptage ainsi que les coûts de gestion supportés par les gestionnaires de réseaux.

• Coûts de profilage et de reconstitution des flux

Eligibles ou non, tous les sites directement connectés aux réseaux publics de transport et de distribution sont affectés à un responsable d'équilibre, y compris les clients relevant encore des tarifs intégrés réglementés qui sont automatiquement inclus dans le périmètre de responsable d'équilibre des fournisseurs historiques. Les coûts de l'ensemble du mécanisme sont des charges nouvelles qui doivent être intégrés dans le périmètre du tarif réglementé d'utilisation des réseaux. De même, les coûts de profilage, applicables à tous les utilisateurs

teurs sans compteur à courbe de charge, feront l'objet d'une redevance clairement identifiée dans la proposition de tarif.

• Coûts de gestion

Dans la nouvelle organisation du secteur électrique, les coûts de gestion de la relation avec les utilisateurs restant à supporter par les gestionnaires de réseaux, doivent être convenablement affectés aux différentes catégories d'utilisateurs. Pour refléter le coût des actes de gestion engendrés par chaque utilisateur, la composante du tarif destinée à couvrir ces coûts devrait être couverte par une prime fixe en €/an. Cette prime serait facturée pour toutes les catégories d'utilisateurs (consommateurs, producteurs, distributeurs). Ce dispositif permettrait de différencier la composante tarifaire annuelle de gestion selon que le client dispose d'un contrat séparé d'accès au réseau ou d'un contrat unique avec son fournisseur qui a, à sa charge, une large part des coûts de gestion.

• Coûts de comptage et de relève

Les utilisateurs doivent pouvoir choisir librement leurs dispositifs de comptage pour bénéficier des offres de fourniture les mieux adaptées à leur consommation. Il faut donc que tous les utilisateurs puissent accéder à différents niveaux de prestations de comptage et de relève (utilisation de compteur à index ou à courbe de charge, de compteur à dépassement ou avec disjoncteur, choix du nombre d'index décrivant la consommation) et se voient facturer une redevance fonction des prestations qu'ils choisissent. En revanche, la redevance de comptage ne doit pas dépendre des modalités techniques de fourniture des prestations de comptage et de relève (modèle de compteur installé, procédé de relève — relève sur place, télérelève par le réseau téléphonique, par courants porteurs en ligne ou par GSM —). Pour un type de prestations donné, le choix de ces modalités techniques est en effet du ressort des gestionnaires de réseaux, et n'a pas d'influence sur la qualité des données de comptage utilisées pour établir les factures. Il est donc nécessaire de moderniser le parc de compteurs pour permettre le développement par les fournisseurs d'énergies de pratiques commerciales diversifiées répondant aux attentes des clients finals.

Les gestionnaires de réseaux devront progressivement mettre en œuvre des techniques de relève moins coûteuses et généraliser l'installation de compteurs à courbe de charge. Qu'il s'agisse du comptage ou de la relève des flux entre les réseaux publics et les sites qui leur sont raccordés, ces deux activités sont essentielles pour garantir la loyauté des relations commerciales nouées entre les utilisateurs de réseaux et les différents acteurs du secteur électrique. Sur la base de sa communication du 29 janvier 2004, la CRE examinera périodiquement l'évolution de l'activité de comptage sur les réseaux publics français afin de prévenir et de corriger les éventuelles dérives préjudiciables aux intérêts des clients.

2. Tenir compte du retour d'expérience de l'application du tarif en vigueur

A la lumière du retour d'expérience de la mise en œuvre du tarif de réseau en vigueur depuis le 1^{er} novembre 2002, il est nécessaire de préciser de nombreuses définitions et dispositifs tarifaires. Les tarifs applicables aux alimentations de secours demandées par certains utilisateurs et les dispositifs spécifiques applicables aux gestionnaires de réseaux de distribution doivent être améliorés pour assurer l'égalité de traitement des utilisateurs dans le cadre de relations contractuelles transparentes et équilibrées entre utilisateurs et gestionnaires de réseaux. Plusieurs règlements de différends portés devant la CRE avaient en effet fait apparaître des différences de traitement entre utilisateurs concernant la facturation de leurs alimentations complémentaires et de secours.

L'examen des comptes dissociés des opérateurs verticalement intégrés, maintenant disponibles, a permis de préciser l'évaluation des charges des gestionnaires de réseaux et de commencer à engager les mesures correctrices pour ajuster les charges à couvrir par le futur tarif.

3. Adopter une structure tarifaire reflétant les coûts

Comme dans les autres pays européens, les tarifs d'utilisation des réseaux doivent être de type « timbre-poste ». De tels tarifs sont indépendants de la distance entre producteurs et consommateurs engagés dans une transaction. Ils facilitent le développement de la concurrence entre producteurs euro-

péens puisque la facture d'utilisation est identique quel que soit le fournisseur. Dans la continuité des orientations prises initialement par la CRE, le futur tarif s'appuierait sur des principes généraux tels que :

- un timbre d'injection faible, conformément aux recommandations de la Commission européenne de façon à ne pas engendrer de distorsion de concurrence entre les producteurs des différents Etats membres,
- des timbres de soutirages identiques sur tout le territoire, assurant une péréquation géographique des tarifs ,
- des tarifs fondés sur les coûts comptables,
- des tarifs fonction de la puissance souscrite et de l'énergie soutirée.

Qu'il s'agisse des tarifs réglementés de vente d'électricité aux clients non éligibles ou des tarifs réglementés d'utilisation des réseaux publics d'électricité, ces tarifs qui rémunèrent des services publics doivent refléter le plus fidèlement possible les coûts de mise à disposition de ces services.

Les tarifs HTB et HTA devraient tenir compte de la durée d'utilisation de la puissance souscrite. Il convient en effet d'assurer une utilisation rationnelle des infrastructures en encourageant les usages de longue durée sur la base d'une analyse objective des phénomènes de foisonnement constatés entre les différents domaines de tension composant les réseaux publics.

Si les coûts supportés par les gestionnaires de ces réseaux dépendent du moment auquel les réseaux publics sont utilisés, alors les tarifs doivent refléter cette dépendance à due proportion. Certains coûts comme le coût de l'énergie nécessaire à la compensation des pertes techniques subies par les réseaux dépendent de la période de l'année. D'autres, comme les coûts de gestion, la relation avec les utilisateurs ne présentent aucune dépendance vis-à-vis de la période de l'année. La dépendance des charges de capital est liée à l'analyse des justifications des investissements de développement et de renouvellement des réseaux. Cette analyse fait apparaître une multiplicité de critères de décision dont certains sont sans lien direct avec les prévisions de croissance de la charge des réseaux. Tel est le cas des politiques de renouvellement pour obsolescence, des objectifs de qualité de l'onde de tension, des impératifs d'homogénéité technique du réseau, des choix

d'aménagement du territoire, des politiques d'insertion des ouvrages dans le paysage en particulier en ce qui concerne l'enfouissement des réseaux. Le choix de la structure tarifaire qui sera proposé par la CRE doit prendre en compte les effets

de ces différents phénomènes qui ont fait l'objet de nouvelles analyses depuis l'établissement du tarif actuellement en vigueur.

Encadré 17 : Principes d'une régulation pluriannuelle incitative - Exemple du *price cap*

Une régulation de type « plafond de prix » (ou *price cap*) consiste à fixer à l'avance les conditions de l'évolution des tarifs régulés pendant 3 à 5 ans de manière à inciter les gestionnaires de réseaux, qui ne sont pas soumis à la pression concurrentielle, à réduire leurs coûts.

En général, le principe retenu pour une régulation de ce type est le suivant :

- la première année du contrôle, les prix maximaux (prix plafonds) autorisés sont tels que les recettes couvrent les coûts acceptés par le régulateur ;
- puis les plafonds évoluent selon un indice de référence (souvent l'évolution de l'indice des prix à la consommation) diminué d'un terme de productivité. Le niveau de ce facteur est défini de façon à permettre un partage des gains de productivité entre les consommateurs et l'entreprise régulée.

$$P_{t+1} = (1 + IPC - X) * P_t$$

Avec P_{t+1} , les prix plafonds autorisés pour l'année $t+1$; P_t , les prix plafonds autorisés pour l'année t ; IPC, le taux de variation de l'indice des prix à la consommation et X , le taux de croissance fixé pour la productivité.

Outre son intérêt pour les utilisateurs des réseaux, une régulation incitative présente l'avantage de donner aux investisseurs une visibilité pluriannuelle sur les recettes de l'opérateur régulé. Elle leur garantit que les éventuels gains issus des efforts de réduction des coûts par le gestionnaire de réseau contribueront à améliorer la rentabilité de leur investissement.

Elle exige cependant qu'un certain nombre de conditions soient préalablement réunies avant d'être mise en place :

- que les charges comptables des gestionnaires de réseau ne soient plus susceptibles d'être affectées en profondeur par les évolutions en cours ;
- qu'une structure tarifaire stable soit introduite ;
- qu'une comparaison fine des performances et des coûts des gestionnaires de réseaux soit menée ;
- que des estimations précises du profil d'évolution des coûts futurs des gestionnaires de réseaux français soient réalisés ;

Les délais nécessaires à conduire l'ensemble de ces travaux excluent d'envisager une régulation de ce type dès l'année 2005.

10 L'approbation du programme d'investissements de RTE par la CRE

En application de l'article 14 de la loi du 10 février 2000, le gestionnaire du réseau de transport établit chaque année un programme d'investissements soumis à l'approbation de la CRE.

Dans le cadre de cette mission d'approbation, la CRE veille :

- **au processus de sélection des projets** mis en œuvre par RTE ;
- **au développement des interconnexions**, qui revêt un caractère prioritaire pour l'intégration du marché européen de l'électricité ;

- **à l'adaptation du réseau aux besoins de la desserte du territoire**, notamment en matière de continuité de l'alimentation, de capacité d'acheminement des flux entre les pôles de production et de consommation et de développement de la production décentralisée.

Le développement des différentes composantes du réseau de transport relève de logiques différentes. Ainsi, la réduction des coûts de congestion et des pertes est un des critères prédominant pour piloter le développement du réseau de grand transport. En ce qui concerne les réseaux régionaux, l'évolution de la probabilité de défaillance de l'alimentation fournit la base des décisions de maintenance, de renouvellement et de développement.

Le réseau public de transport comprend environ 100.000 kilomètres de circuits électriques et 2.300 postes de transformation. Ces ouvrages ont des durées de vie très longues (entre 30 et 70 ans) et les procédures préalables à leur construction durent plusieurs années. Ces données doivent être prises en compte dans l'élaboration des tarifs d'utilisation des réseaux. La planification des investissements doit anticiper l'apparition des contraintes sur le réseau de transport de l'électricité. La CRE a demandé à RTE de préciser l'état actuel du réseau national, la méthodologie d'identification des contraintes sur le réseau et la description des solutions technico-économiques envisageables pour lever ces contraintes. Ces précisions sont nécessaires pour apprécier la pertinence des grandes orientations de l'évolution du réseau envisagées par RTE. La CRE demande que les programmes d'investissement fassent apparaître une définition plus précise et quantifiée des objectifs de niveaux de sûreté, de sécurité et de qualité d'alimentation des utilisateurs que se fixe RTE et une projection des besoins en développement de réseau à moyen et long terme au regard de ces objectifs.

A. Principales conclusions des études menées en 2004

a. RTE rencontre des difficultés croissantes pour développer son réseau

L'analyse du programme d'investissements 2004 a mis en évidence une réduction globale du programme de renforcement des lignes et la prépondérance des travaux sur les postes permettant des injections en 225 kV. Selon RTE, cette situation était due aux difficultés croissantes rencontrées dans l'instruction de ses demandes d'autorisation administratives préalables à la réalisation des travaux.

Ces difficultés tiennent aux raisons suivantes :

- le cadre réglementaire du développement des ouvrages de transport d'électricité est devenu plus complexe durant les dix dernières années ;
- l'acceptation des populations concernées par les projets est de plus en plus difficile à obtenir ;

Certains projets sont retardés alors même qu'ils concernent des zones exposées à un risque de perturbation de l'alimentation, ce qui peut entraîner une réduction de la qualité directement perçue par les utilisateurs de réseau.

La probabilité de défaillance de certaines parties du réseau de transport atteint aujourd'hui des niveaux élevés nécessitant des décisions rapides pour inverser cette tendance.

b. RTE doit adapter ses méthodes de justification de développement des réseaux

Depuis dix ans, le niveau et la nature des risques associés à la date économiquement optimale pour la réalisation des investissements ont notablement évolué. En application des méthodes traditionnelles de choix économique des investissements utilisées par RTE, le coût des ouvrages neufs pourrait, dans certains cas, entraîner un report des décisions de renforcement jusqu'à la saturation des capacités de transport du réseau en régime normal. Dans ce contexte, la CRE a demandé à RTE de réaliser une étude visant à :

- quantifier les risques dits « dimensionnants » correspondant aux projets décidés dans le contexte actuel ;
- évaluer les tendances de l'évolution de ces risques à long terme.

c. Les orientations pour 2005

L'analyse de l'évolution du programme d'investissement et les conclusions des études menées en 2004 ont conduit la CRE, par sa décision du 24 novembre 2004, à demander à RTE :

- de définir précisément et quantifier ses objectifs de niveau de sûreté, sécurité et qualité d'alimentation des utilisateurs.
- d'étudier les contraintes de réseau dans la zone de la frontière belge.

La zone du Nord de la France est le lieu d'importants échanges d'électricité entre pays européens, principalement la Grande Bretagne, le Benelux et l'Allemagne. Le réseau de transport dans cette zone pourrait se trouver prochainement confronté à des situations de contraintes dans certaines configurations de ces échanges, compte tenu des besoins d'injection de la nouvelle production demandée de raccordement qui surviendront. RTE réalisera une étude des contraintes sur le réseau et des besoins de renforcement dans cette zone. Il tiendra compte de l'évolution prévisible des injections et des soutirages et de celle des échanges transfrontaliers dans la perspective de la mise en service de nouvelles interconnexions avec la Belgique et dans celle du couplage des marchés électriques prévu entre la France et le Benelux dans un premier temps.

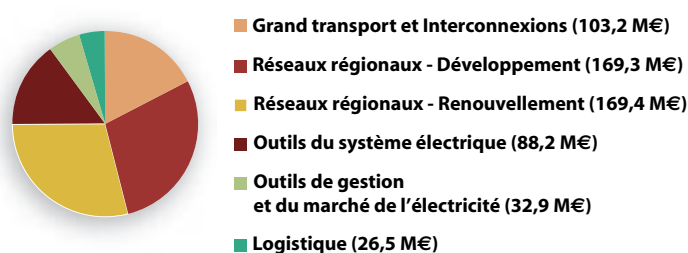
- proposer des mesures pour pallier les difficultés rencontrées dans le développement du réseau.

La CRE s'assurera que ces mesures garantiront le respect des délais de réalisation et des coûts des projets.

B. Le programme d'investissements approuvé par la CRE pour 2005

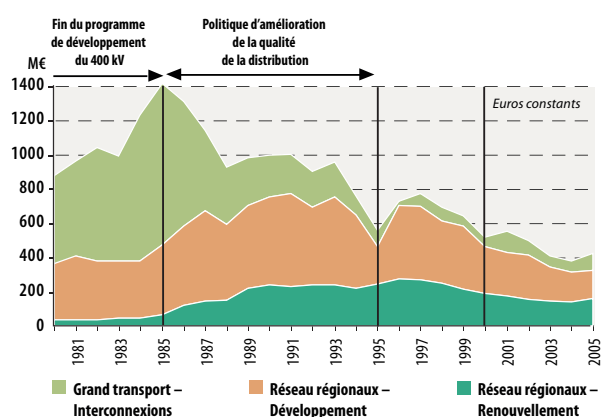
Le montant global du programme d'investissements de RTE approuvé pour 2005 s'élève à 589,5 M€. La figure 50 illustre la répartition de cette enveloppe entre les différentes catégories définies par les délibérations de la CRE.

Figure 50 : Ventilation du programme d'investissements de RTE en 2005



Source : CRE

Figure 51 : Evolution des investissements de RTE depuis 1980



Source : RTE

Il convient de noter que les investissements de renouvellement des réseaux régionaux ont repris après une période de réévaluation des modalités de prise de décision technique et économique relatives à cette catégorie d'investissement.

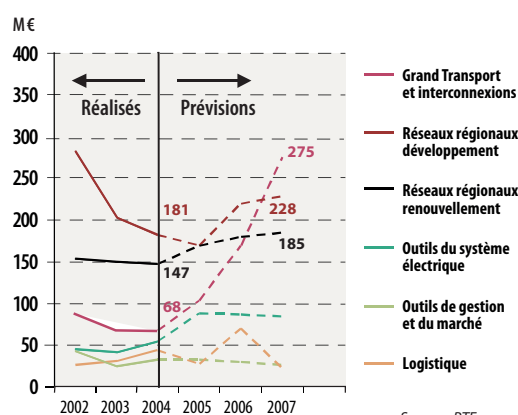
C. Evolution des différentes catégories d'investissements approuvés par la CRE depuis sa création

Ces dernières années, les investissements sur le réseau (figure 52) ont diminué au regard des autres postes (outils du système électrique, outils de gestion et du marché, logistique).

L'évolution à la baisse des projets de grand transport ainsi que, dans une moindre mesure, ceux de développement et de renouvellement des réseaux régionaux s'expliquent principalement par les deux raisons suivantes :

- RTE rencontre des difficultés pour développer son réseau, et particulièrement celui de grand Transport.
- RTE doit adapter ses méthodes de justification des développements des réseaux régionaux, avec lesquelles de moins en moins de projets de développement remplissent les critères de rentabilité actuellement utilisés, fixés il y a plus de 10 ans.

Figure 52 : Evolution des différentes catégories d'investissements approuvés par la CRE depuis sa création



Source : RTE

11 Un mécanisme d'ajustement efficace et robuste

Le mécanisme d'ajustement est le dispositif qui permet au gestionnaire du réseau de transport d'ajuster à tout instant production et consommation d'électricité, par exemple en achetant de l'énergie aux acteurs du marché de manière à faire face à une augmentation soudaine de la consommation. L'efficacité de ce mécanisme est fondamentale pour la sûreté d'exploitation du réseau et pour le bon fonctionnement du marché de l'électricité. Il fait l'objet d'une surveillance particulière par la CRE. Il a été mis en œuvre depuis plus de deux ans par RTE et son fonctionnement est satisfaisant. Pour tenir compte du retour d'expérience, RTE a introduit le 1^{er} avril 2005 une série de modifications des règles de son fonctionnement. Ces modifications ont fait l'objet d'une concertation avec les acteurs concernés et elles ont été approuvées par délibération de la CRE le 17 mars 2005.

1. Retour d'expérience des deux premières années de fonctionnement du mécanisme d'ajustement

A. Baisse des prix de l'ajustement et des prix des écarts

Les écarts entre les injections et les soutirages observés sur les périmètres de chaque responsable d'équilibre (RE) donnent lieu au paiement à RTE d'une facture d'écarts. Cette facturation a pour but de recouvrer les charges supportées par RTE

dans la mise en œuvre du mécanisme d'ajustement. Cet écart global est la somme algébrique des écarts des RE. Il y a donc une correspondance directe entre le prix moyen des ajustements prescrits par RTE et le prix des écarts payés par les RE. On passe du premier au deuxième en appliquant un facteur correctif, appelé « facteur K », destiné à équilibrer au mieux les dépenses et les recettes du mécanisme, qui font l'objet d'un suivi spécifique dans les comptes de RTE.

Depuis un an, les prix des écarts ont connu plusieurs périodes de tension. Au mois de juin 2004, les baisses de production résultant des grèves observées par des agents d'EDF ont nécessité un recours accru à des offres d'ajustement coûteuses. Plus récemment, la vague de froid qu'a connue la France fin février / début mars 2005 a également été à l'origine de prix très élevés (cf. figure 53).

Durant ces épisodes, le mécanisme d'ajustement a démontré sa robustesse puisque la sécurité d'exploitation du réseau a pu être maintenue.

Hors événements exceptionnels (grèves de juin 2004 et conditions climatiques extrêmes), le prix des écarts suit une tendance orientée à la baisse depuis la mise en place du mécanisme d'ajustement. Cette baisse a pour origine deux phénomènes distincts :

- les progrès enregistrés par RTE dans sa gestion de l'ajustement, en particulier la baisse du volume des ajustements effectués dans le sens opposé au besoin global du système, c'est-à-dire les « contre ajustements », qui sont une source importante d'inefficacité économique ;
- l'introduction au 1^{er} juillet 2004 d'améliorations des règles

Figure 53 : Evolution du prix des écarts négatifs et du prix Powernext (du 01/04/03 au 15/03/05)

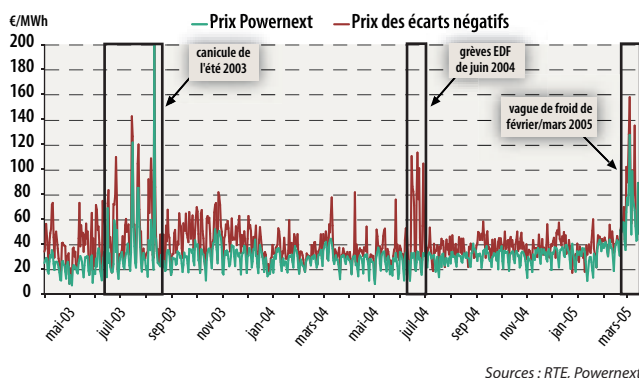
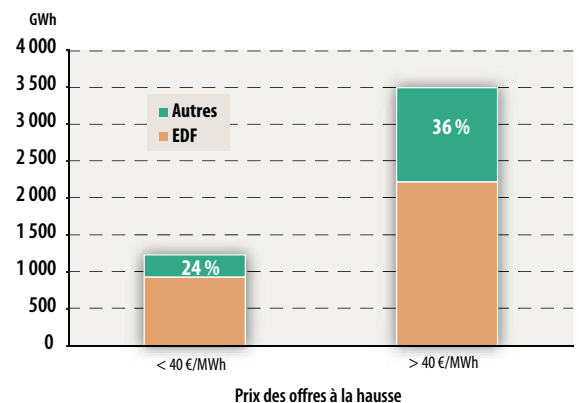


Figure 54 : Concurrence en fonction du prix des offres (janvier 2004 – février 2005)



Sources : RTE, Powernext

Source : CRE

du mécanisme, dont l'augmentation du nombre de plages de prix des offres d'ajustement, c'est-à-dire du nombre de périodes de la journée au cours desquelles les prix proposées par les acteurs d'ajustements sont fixes.

B. La concurrence se développe sur ce marché spécifique

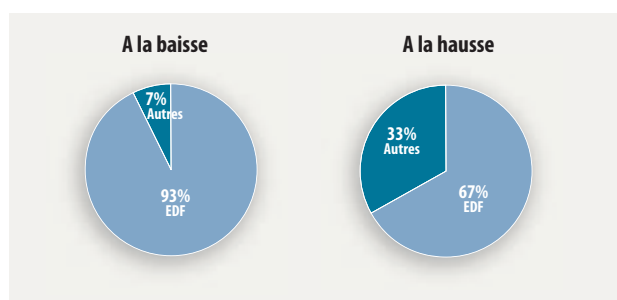
La CRE veille à ce que le mécanisme d'ajustement soit ouvert à la concurrence la plus large possible et à ce que les règles de sélection des offres soient transparentes et économiquement efficaces.

Tous les producteurs français disposant de moyens de production techniquement adaptés à la gestion de l'équilibre production – consommation doivent remettre à RTE des offres d'ajustement, à la hausse ou à la baisse. D'autres acteurs (consommateurs industriels, producteurs étrangers) peuvent également proposer des offres.

RTE active les offres qui répondent aux besoins du réseau en temps réel en fonction de leur position dans le classement économique, les offres les moins chères étant activées en priorité.

Dans la mesure où il dispose d'une part prépondérante des moyens de production français, EDF est un acteur dominant sur le mécanisme d'ajustement français. Néanmoins, d'autres producteurs français et étrangers, et en particulier ceux qui remettent des offres depuis l'interconnexion France/Suisse, apportent une contribution concurrentielle significative (figures 54 et 55).

Figure 55 : Part des concurrents d'EDF dans la fourniture d'ajustement (janvier 2004 – février 2005)



Source : CRE

C. Cette concurrence favorise la stabilisation des prix de l'ajustement

En application de la délibération de la CRE du 9 juin 2004, RTE a engagé des actions pour permettre l'accès de nouveaux acteurs au dispositif.

Des mécanismes permettant la participation d'acteurs étrangers via les interconnexions France/Espagne et France/Angleterre ont été mis en place en novembre 2004. Quelques producteurs étrangers utilisent déjà cette possibilité supplémentaire qui leur est offerte pour valoriser leur énergie.

RTE a mis à la disposition des acteurs, sur son site internet, de nouveaux indicateurs relatifs à l'ajustement. Cette transparence accrue représente un facteur supplémentaire de développement de la concurrence.

Toutefois, les offres de réduction des consommateurs sont encore très limitées. Dans la mesure où les réductions de consommation peuvent générer des coûts importants, les industriels ne proposent à RTE que des offres à prix élevés.

2. Evolutions en cours du mécanisme d'ajustement

Pour la seconde fois depuis la mise en place du mécanisme d'ajustement, RTE a proposé une série d'évolutions des règles relatives à la programmation, au mécanisme d'ajustement et au recouvrement des charges d'ajustement. Après concertation avec les acteurs concernés et approbation par la CRE, ces règles sont entrées en vigueur le 5 avril 2005. Les principales améliorations sont les suivantes :

- **réduction de la valeur du « facteur K » fixant les modalités de règlement des écarts.**

Pour tenir compte de l'amélioration de l'efficacité économique du mécanisme d'ajustement et pour équilibrer les charges et recettes à venir liées au paiement des offres d'ajustement et à la facturation des écarts, la valeur du « facteur K » a été réduite de 17 %, passant de 0,18 à 0,15.

- **diminution du prix proportionnel au soutirage physique, assurant le recouvrement des charges de constitution de la réserve rapide.**

RTE répercute aux responsables d'équilibre les charges qu'il subit pour réserver des moyens d'ajustement mobilisables rapidement (ou « réserve rapide »).

Le prix est fixé en €/MWh soutirés. Les charges de constitution des « réserves rapides » étant maîtrisées, la croissance de la consommation française d'électricité entraîne une augmentation des recettes.

Pour résorber sur les trois prochaines années l'excès de recettes perçues à ce titre lors des deux premières années de fonctionnement du mécanisme d'ajustement, le prix proportionnel au soutirage physique a été réduit de deux centimes d'euros, de 0,11 à 0,09 €/MWh.

• **accroissement des possibilités de rééquilibrage offertes aux acteurs.**

Afin de faciliter pour les acteurs la mise à jour de leurs positions, le nombre de guichets infrajournaliers pour la programmation et l'ajustement (c'est à dire le nombre de « fenêtres » offertes aux acteurs en cours de journée pour modifier leurs programmes de production ou les caractéristiques de leurs offres d'ajustement), est passé de 7 à 12. Le délai de neutralisation associé (délai nécessaire pour que les redéclarations demandées soient effectives) est passé de 3 heures à 2 heures.

• **extension des possibilités d'accès au mécanisme d'ajustement.**

Un dispositif permettant l'accès au mécanisme d'ajustement des sites raccordés au réseau public de distribution est progressivement mis en oeuvre. Il s'agit de sites de consommation et de moyens de production de pointe.

Cette amélioration, demandée par la CRE dès la mise en œuvre du mécanisme d'ajustement, avait du être différée du fait de l'incapacité des principaux réseaux de distribution à assurer la liaison entre les sites qui leur sont raccordés et RTE, responsable de la gestion nationale du mécanisme. Elle permettra la participation de 300 MW supplémentaires de production ou d'effacement au fonctionnement du mécanisme et améliorera la sûreté d'exploitation du système électrique français.

Depuis leur introduction à titre expérimental en novembre 2004, les conditions spécifiques appliquées aux offres d'ajustement sur les interconnexions anglaises et espagnoles ont été incorporées dans les règles entrées en vigueur le 5 avril 2005.

• **changement des conditions appliquées aux offres des acteurs étrangers.**

Afin d'harmoniser les conditions appliquées aux acteurs proposant des offres depuis les différentes interconnexions entre la France et les pays frontaliers et d'augmenter la flexibilité

des offres remises par les acteurs étrangers, RTE portera à trois le nombre d'entités d'ajustement (EDA) attribuées à chaque acteur d'ajustement proposant des offres depuis la Suisse, l'Espagne et l'Angleterre. Depuis juin 2005, un acteur étranger peut formuler trois offres d'ajustement distinctes pour une même période de la journée.

L'intérêt d'une augmentation du nombre d'EDA aux interconnexions sera évalué à l'issue d'un retour d'expérience sur les effets de la multiplication du nombre d'EDA sur l'augmentation du volume offert et la baisse des prix.

• **Améliorations des systèmes d'information mis en œuvre par RTE pour la gestion de l'ajustement.**

RTE procédera :

- à l'ouverture du guichet infrajournalier de 16 heures avant le 1^{er} novembre 2005 ;
- à la mise en place de la garantie d'une durée maximale d'indisponibilité de chacun des systèmes informatiques utilisés pour la gestion de l'ajustement, de la programmation, et des échanges de blocs, fixée après concertation avec les acteurs concernés. Cet engagement de RTE sera intégré dans les règles avant le 1^{er} avril 2006 ;
- à l'ouverture aux acteurs d'ajustement de la possibilité de formuler des offres à prix multiples (c'est-à-dire des offres dont le prix dépend du niveau de puissance appelé) avant le 1^{er} avril 2006. Cette évolution a pour but de rendre disponible en mode normal, l'ajustement des moyens de production supplémentaires et de permettre de mieux valoriser certaines offres hydrauliques ;
- au reversement d'une partie de l'excédent du compte ajustements – écarts.

La CRE avait initialement accepté un calage par excès du « facteur K » de règlement des écarts pour tenir compte des incertitudes sur l'efficacité du mécanisme proposé par RTE au début de 2003.

Le retour d'expérience de deux ans réduit ces incertitudes et rend possible le reversement d'une partie de l'excédent accumulé sur le compte « ajustements – écarts » depuis la mise en place du mécanisme d'ajustement. La CRE a décidé dans sa délibération du 17 mars 2005 qu'une partie de l'excédent du compte arrêté au 31 décembre 2004 sera reversé aux responsables d'équilibre d'ici la fin de l'année 2005. Les modalités que RTE proposera d'appliquer pour la mise en œuvre de ce reversement seront préalablement approuvées par la CRE.

3. Evolution ultérieure du mécanisme d'ajustement

RTE travaillera, avec la CRE et l'ensemble des acteurs concernés, à des évolutions du mécanisme d'ajustement, qui devront en priorité porter sur les deux points suivants :

- **une gestion de l'ajustement plus proche du temps réel.**

A l'heure actuelle, RTE réalise ses ajustements avec un degré d'anticipation élevé. Il appelle en J-1 une grande partie des offres d'ajustement qui seront activées en J. Ce mode opératoire entraîne des surcoûts, car le GRT appelle dès la veille des moyens d'ajustement qui ne seront pas tous utilisés, ou qui seront susceptibles d'engendrer du « contre-ajustement ».

RTE doit évoluer vers une gestion plus proche du temps réel comme celle qui est pratiquée dans d'autres pays européens.

- **la compatibilité du mécanisme d'ajustement avec les mécanismes étrangers.**

Sous réserve de la disponibilité de capacités d'interconnexions suffisantes, il est plus économique de satisfaire le besoin d'ajustement global d'un ensemble de pays que de satisfaire les besoins de chaque pays pris individuellement. Ces besoins peuvent être de sens opposés et la mise en concurrence de l'ensemble des offres assure une plus grande efficacité économique. Une intégration des mécanismes d'ajustement au niveau européen doit donc être recherchée à terme.

Cette intégration passera par l'introduction de mesures améliorant la compatibilité des mécanismes entre eux et permettant un accroissement des possibilités d'échanges d'énergie d'ajustement entre pays.

Au sein du CEER, une réflexion est menée sur les moyens à mettre en œuvre pour harmoniser les conduites opératoires de chaque GRT. L'objectif poursuivi est de rendre possible, d'ici quelques années, une utilisation commune des ressources d'ajustement de l'ensemble des pays européens interconnectés.

Conformément aux termes de la délibération de la Commission du 17 mars 2005, RTE présentera à la CRE, avant la fin de l'année 2005, une proposition de mécanisme cible qui intégrera les évolutions présentées ci-dessus. Cette proposition sera accompagnée des dates prévisionnelles de mise en œuvre de ces évolutions.

12 Les échanges transfrontaliers d'énergie

1. Pas de marché européen sans renforcement des interconnexions

L'insuffisance des capacités d'interconnexion des réseaux de transport d'électricité de nombreux Etats membres est une des entraves à la réalisation d'un marché européen unique de l'électricité.

La plupart des infrastructures de transport d'électricité actuelles ont été construites dans le contexte des monopoles intégrés, antérieur à la directive européenne de 1996. Elles ont été dimensionnées pour assurer le secours mutuel des sociétés électriques et permettre l'exécution de contrats de long terme. Elles ne sont pas adaptées à l'augmentation des échanges transfrontaliers d'énergie électrique que requiert le marché unique. C'est pourquoi le Conseil européen des chefs d'Etat et de gouvernement de Barcelone en 2002 a décidé que le niveau d'interconnexion des réseaux d'électricité entre Etats membres devait atteindre, d'ici 2005, au moins 10 % de leur capacité de production installée.

A chaque décision d'approbation des programmes d'investissement du réseau de transport, la CRE a demandé à RTE d'engager les renforcements d'infrastructure nécessaires, en priorité dans les zones où n'existe aucune difficulté technique liée à la topographie des zones frontalières. Les progrès en la matière demeurent lents, en raison de la durée des procédures nationales préalables à la réalisation de tels projets.

Il est nécessaire de développer la coordination des procédures des Etats membres impliqués dans la réalisation de ces interconnexions qui contribuent à l'amélioration de l'efficacité économique de l'Union européenne.

L'association des régulateurs européens de l'énergie, le CEER, travaille à la définition de grilles d'analyse (*Regulatory test*) homogènes permettant d'accélérer la prise de décision sur de telles infrastructures. Les critères examinés sont de nature :

- **technique** : impact sur les pertes au niveau des réseaux et sur le volume d'énergie non distribuée,
- **économique** : optimisation du plan de production, réduction des coûts de congestion, impact sur le bien-être social et le pouvoir de marché,
- **environnemental** : impact visuel, sonore,

• **financiers** : valeur actuelle nette du projet, taux de rentabilité.

Sans attendre l'adoption de ces grilles d'analyse homogènes, la CRE a engagé des contacts bilatéraux avec les régulateurs des pays limitrophes pour supprimer les obstacles relevant de la régulation économique définie par l'article 23 de la directive du 26 juin 2003.

A. France/Allemagne

En 2004, contrairement aux années précédentes, cette interconnexion a principalement été utilisée pour des importations depuis l'Allemagne.

Les flux programmés dans le sens Allemagne - France sont désormais très volatils. Ils peuvent atteindre des niveaux très élevés, en particulier les jours où la production éolienne est importante outre-Rhin. Dans ces situations, des contraintes techniques apparaissent sur le réseau allemand. En fin d'année, à la demande du gestionnaire de réseau de transport allemand RWE Netz, les flux programmés en J-1 ont dû être réduits ponctuellement au prorata des quantités que les acteurs souhaitaient faire transiter.

Dans le sens France - Allemagne, la congestion reste élevée. L'allocation des capacités d'exportation ayant lieu avant la notification par les acteurs du niveau de leurs importations, RTE est contraint de se référer à une prévision sur la puissance importée pour décider du niveau de capacité d'export à allouer aux acteurs. Cette démarche conduit à une sous

utilisation de la capacité réellement disponible. De plus, la méthode d'allocation utilisée par RTE, fondée sur une liste de priorité, empêche de nombreux acteurs du marché d'avoir accès à la capacité d'export. L'absence de régulateur investi de pouvoirs appropriés en Allemagne a empêché la CRE d'établir une coopération de même nature que celle qui a été développée avec les régulateurs des Etats membres voisins.

B. France/Angleterre

IFA est surtout utilisé pour des exportations de la France vers l'Angleterre, même si les flux commerciaux programmés sont parfois susceptibles de s'inverser. De manière générale, ces flux sont cohérents avec les différences de prix observés entre les marchés anglais et français.

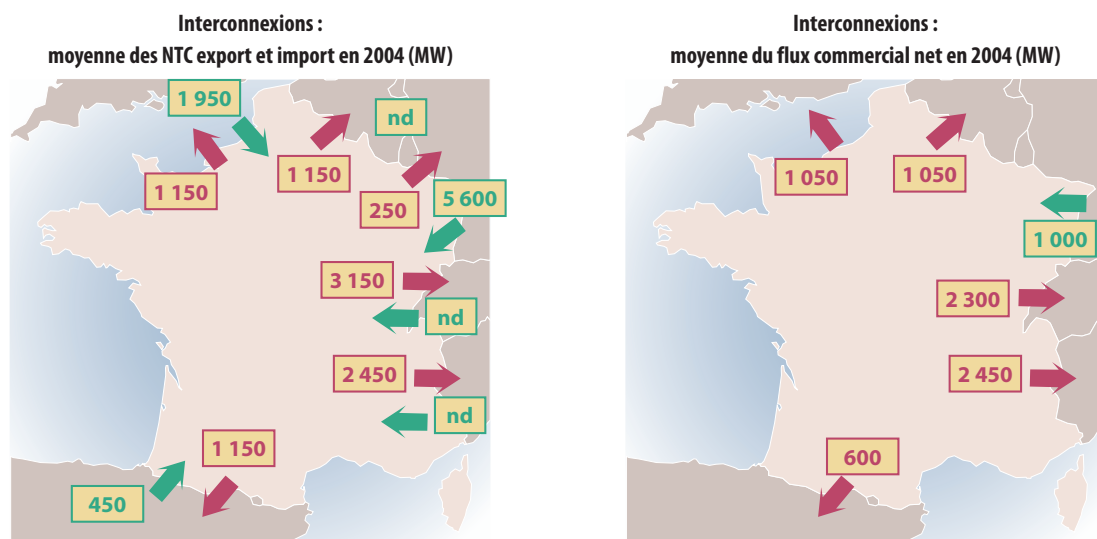
Dans les deux sens de circulation, RTE et NGC attribuent la capacité par des enchères organisées à différentes échéances (de l'annuel au journalier).

Des échanges infrajournaliers commerciaux et d'ajustement sont désormais possibles entre la France et l'Angleterre. Ils sont néanmoins conditionnés à l'obtention de capacité lors des enchères amont, ce qui est une source d'inefficacité.

C. France/Belgique

Les exportations vers le Benelux restent largement majoritaires à cette interconnexion, même si des importations non négligeables sont parfois programmées, comme on a pu l'enregistrer en juillet et août 2004.

Figure 56 : Bilan de l'utilisation des capacités d'interconnexion en 2004



Sources : CRE

Dans le sens des exportations, fréquemment congestionné, la capacité est attribuée aux échéances mensuelles et journalières par le biais d'un système de listes de priorité.

D. France/Espagne

L'orientation du flux électrique entre la France et l'Espagne est cohérente avec les différences de prix entre les deux marchés. Le flux d'énergie reste en moyenne dirigé vers l'Espagne. Depuis fin 2004, les exportations se sont accélérées en raison d'une hausse des prix espagnols, due à de mauvaises conditions hydrauliques dans la péninsule ibérique.

La méthode d'allocation de la capacité d'interconnexion utilisée par RTE repose sur une liste de priorité dans le sens France - Espagne, et sur une réduction au prorata des demandes dans le sens Espagne - France quand celui-ci est congestionné.

Les échanges nominés en infrajournalier sont importants à cette interconnexion. Ils sont stimulés par l'activité élevée observée sur les sessions infrajournalières de l'OMEL, le pool espagnol.

Depuis le 30 novembre 2004, les acteurs espagnols ont accès au mécanisme d'ajustement français en utilisant l'interconnexion France/Espagne. Plusieurs d'entre eux utilisent déjà ce dispositif d'accès.

E. France/Italie

En raison d'un déficit de moyens de production en Italie, la totalité de la capacité disponible est utilisée exclusivement pour des exportations vers l'Italie.

Jusqu'en 2004, la capacité était attribuée annuellement au prorata des demandes des consommateurs italiens. En 2005,

une nouvelle méthode d'allocation, fondée sur des enchères explicites, a été introduite pour une partie de la capacité commerciale.

F. France/Suisse

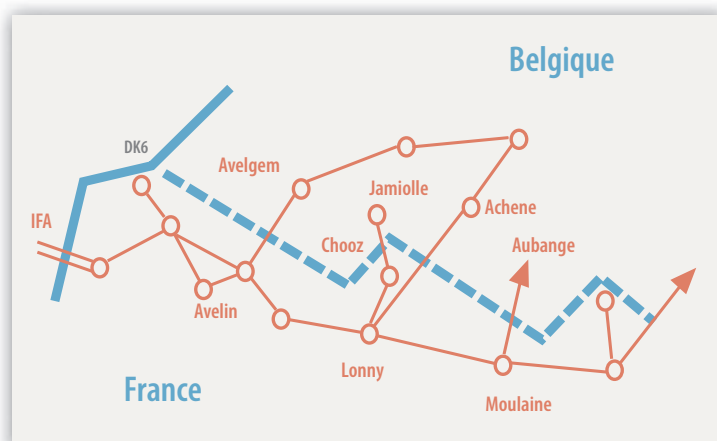
Les échanges commerciaux dans le sens France - Suisse restent importants et l'interconnexion est fréquemment saturée. Néanmoins, les flux orientés de la Suisse vers la France ont atteint un volume élevé en 2004. Il s'agit pour partie de transactions correspondant à l'activation d'offres à la hausse proposées par des acteurs suisses dans le cadre du mécanisme d'ajustement français.

2. Les travaux de renforcement de la frontière France-Belgique sont conformes au calendrier

Le développement des capacités d'échanges entre la France et la Belgique revêt un caractère prioritaire pour faciliter les échanges sur la plaque continentale. Les réseaux à haute tension belge et français sont reliés par quatre lignes d'interconnexion dont la capacité globale sera significativement augmentée (cf. figure 57) :

- entre Avelin (Nord de la France) et Avelgem (Flandre occidentale) ;
- entre Chooz et Jamiolle (Hainaut) ;
- entre Moulaine et Aubange (Sud de la province de Luxembourg) ;
- entre Lonny et Achène.

Figure 57 : Les travaux de renforcement de la frontière France-Belgique



Source : CRE

Conformément au calendrier annoncé par les gestionnaires des réseaux de transport, les travaux destinés au doublement de la ligne d'interconnexion Avelin - Avelgem ont démarré fin 2004. Ils doivent être achevés fin 2005.

Les travaux de renforcement de la liaison Chooz - Jamiolle débuteront en 2005, pour une mise en service fin 2006. Ces travaux consistent à mettre en place un dispositif régulateur de flux et à installer un transformateur de 600 MVA au poste de Mazures à partir duquel est injectée la puissance transitant par cette ligne.

3. La réalisation des projets sur la frontière espagnole est retardée

Malgré l'urgence des besoins et les contacts maintenus au plus haut niveau entre les deux pays, il n'a pas été possible d'aboutir à des prises de positions officielles et communes

entre la France et l'Espagne. Des études détaillées se poursuivront en 2005 pour redéfinir le projet de ligne d'interconnexion avec l'Espagne.

4. La nécessité d'améliorer les méthodes de gestion de la congestion

A. Les exigences du règlement européen du 26 juin 2003

Le règlement européen du 26 juin 2003 (encadré 18), entré en vigueur le 1^{er} juillet 2004, dispose que les méthodes de gestion de la congestion aux interconnexions doivent être coordonnées avec les gestionnaires de réseaux voisins, non discriminatoires, basées sur le marché et susceptibles de fournir des signaux économiques efficaces aux opérateurs du marché. Ces méthodes doivent satisfaire des exigences en matière de planification et de publication des capacités d'interconnexion

Encadré 18 : Le règlement européen du 26 juin 2003

Article 5 : Informations sur les capacités d'interconnexion

1. Les gestionnaires de réseaux de transport mettent en place des mécanismes d'échange d'informations et de coordination pour assurer la sécurité des réseaux dans le cadre de la gestion de la congestion.
2. Les normes de planification, d'exploitation et de sécurité utilisées par les gestionnaires de réseaux de transport sont rendues publiques. L'information publiée inclut un plan général pour le calcul de la capacité totale de transfert et de la marge de fiabilité du transport à partir des caractéristiques électriques et physiques du réseau. Ces plans sont soumis à l'approbation des autorités de régulation.
3. Les gestionnaires de réseaux de transport publient des estimations de la capacité de transfert disponible pour chaque jour, en indiquant toute capacité disponible déjà réservée. Ces publications sont réalisées à des intervalles donnés avant le jour du transport et incluent dans tous les cas des estimations une semaine et un mois à l'avance, ainsi qu'une indication quantitative de la fiabilité attendue de la capacité disponible.

Article 6 : Principes généraux de gestion de la congestion

1. Les problèmes de congestion du réseau sont traités par des solutions non discriminatoires, basées sur le marché et qui donnent des signaux économiques efficaces aux opérateurs du marché et aux gestionnaires de réseaux de transport concernés. Les problèmes de congestion du réseau sont de préférence résolus par des méthodes indépendantes des transactions, c'est à dire des méthodes qui n'impliquent pas une sélection entre les contrats des différents opérateurs du marché.
2. Les procédures de restriction des transactions ne sont utilisées que dans des situations d'urgence où le gestionnaire de réseau de transport doit agir de façon expéditive et où le rappel ou les échanges de contrepartie ne sont pas possibles. Toute procédure de ce type est appliquée de manière non-discriminatoire.
Sauf cas de force majeure, les opérateurs du marché auxquels a été attribuée une capacité sont indemnisés pour toute restriction.
3. La capacité maximale des interconnexions et/ou des réseaux de transport ayant une incidence sur les flux transfrontaliers est mise à la disposition des opérateurs du marché, dans le respect des normes de sécurité de l'exploitation sûre du réseau.
4. Les opérateurs du marché préviennent les gestionnaires de réseaux de transport concernés, suffisamment longtemps avant le début de la période d'activité visée, de leur intention d'utiliser ou non la capacité attribuée. Toute capacité attribuée non utilisée est réattribuée au marché selon une procédure ouverte, transparente et non discriminatoire.
5. Dans la mesure où c'est techniquement possible, les gestionnaires de réseaux de transport compensent les demandes de capacité de tout flux d'énergie dans la direction opposée sur la ligne d'interconnexion encombrée afin d'utiliser cette ligne à sa capacité maximale. La sécurité du réseau étant pleinement prise en considération, les transactions qui diminuent la congestion ne sont jamais refusées.
6. Toute recette résultant de l'attribution d'interconnexions est utilisée pour un ou plusieurs des buts suivants :
 - a) garantie de la disponibilité réelle de la capacité attribuée ;
 - b) investissements de réseau pour maintenir ou accroître les capacités d'interconnexion ;
 - c) comme une recette que les autorités de régulation doivent prendre en considération lors de l'approbation de la méthode de calcul des tarifs des réseaux et/ou pour évaluer si les tarifs doivent être modifiés.

comme en matière de gestion opérationnelle (indemnisation des acteurs en cas de réduction de capacité, application de la règle dite du *use-it-or-lose-it*, mise à disposition du maximum de capacité disponible, superposition (*netting*) des flux nominaux, utilisation encadrée des revenus d'enchères).

B. Le modèle ETSO/EUROPEX

A l'occasion du 10^{ème} Forum de Florence, la Commission européenne a demandé aux deux associations représentant les opérateurs de marché (EUROPEX) et les opérateurs de réseaux (ETSO), d'élaborer une proposition de mécanisme coordonné pour gérer la congestion des interconnexions. Ce travail s'est conclu par une proposition commune, publiée le 13 septembre 2004, intitulée *Flow-based Market Coupling*.

Les deux principes de cette proposition sont :

- **l'augmentation significative des capacités d'échanges du réseau européen** : il s'agit de substituer au calcul de manière bilatérale des capacités commerciales disponibles, une méthode de détermination plus globale des capacités du réseau européen fondée sur :

- les limites physiques de l'ensemble des lignes d'interconnexion du réseau européen et ;
- une matrice dite de « coefficients d'influencement », représentant le poids réel de chaque transaction sur la congestion.

- **la mise en place d'un couplage de marché** qui garantit une exploitation optimale de ces capacités d'échanges la veille pour le lendemain.

La proposition ETSO-EUROPEX ne signifie pas pour autant la disparition des échanges bilatéraux à moyen et long terme. En effet, la mise en place de mécanismes d'enchères explicites de droits de capacité physiques aux horizons de moyen et long terme est la solution préférée par les acteurs des marchés pour permettre l'exécution de contrats d'échanges d'énergie aux mêmes échéances.

C. Le 11^{ème} Forum de Florence et les conclusions des *mini fora* régionaux

Les deux associations d'opérateurs ont présenté leur proposition lors du 11^{ème} forum de Florence, qui s'est tenu les 16 et 17 septembre 2004. Il est ressorti de ces débats que la mise en

œuvre de la proposition ETSO/EUROPEX nécessitait un niveau de coordination très important de toutes les parties prenantes et qu'elle ne pouvait être envisagée que comme un objectif à moyen terme.

Lors de ce forum, la Commission européenne a prescrit l'organisation de réunions régionales dites *mini fora* en vue d'obtenir un consensus entre les différentes parties prenantes sur les améliorations à apporter aux mécanismes existants de gestion de la congestion et d'accélérer la mise en œuvre effective des nouvelles règles entrées en vigueur le 1^{er} juillet 2004. Sur les sept *mini fora* régionaux qui ont été organisés entre la mi-décembre 2004 et la mi-février 2005, la CRE a participé à quatre d'entre eux qui ont traité des interconnexions de ses frontières avec la Belgique et l'Allemagne, l'Italie et la Suisse, l'Espagne ainsi que l'Angleterre.

Des premières conclusions de ces *mini fora* adoptées le 2 mars 2005 par l'ERGEG, organe consultatif de régulateurs il ressort les points suivants :

- **la mise en place de méthode d'enchères explicites** de droits physiques est une exigence minimale. La méthode des enchères explicites de droits physiques offerts à différentes échéances de temps demeure la méthode d'allocation la plus facile à mettre en œuvre à court terme. Elle a la préférence générale des acteurs car elle leur garantit de pouvoir continuer à réaliser aisément des transactions bilatérales.

- **là où les marchés organisés sont suffisamment liquides**, la mise en place d'un couplage de marché pour gérer les échanges de la veille pour le lendemain peut utilement compléter les mécanismes d'enchères explicites de moyen et de long terme. Le couplage de marché constitue un moyen de mieux intégrer les marchés interconnectés. Il permet, en outre d'optimiser l'utilisation des capacités restant disponibles la veille pour le lendemain.

- **l'intégration des marchés intrajournaliers et d'ajustement européens doit être développée**. Pour permettre aux acteurs du marché d'équilibrer au mieux leurs positions à l'approche du temps réel et aux GRT de bénéficier de moyens d'ajustement moins coûteux pour résorber les déséquilibres auxquels ils doivent faire face, l'accroissement des possibilités d'échanges d'énergie entre pays à des horizons proches du temps réel doit être facilitée. La Commission européenne a

lancé une étude sur les marchés intrajournaliers et d'ajustement en Europe dont les résultats seront rendus publics à l'automne 2005.

La CRE a demandé à RTE de prendre une série de mesures visant à faciliter les échanges intrajournaliers et d'ajustement avec les pays transfrontaliers.

Encadré 19 : Chronologie des actions menées en France pour permettre des échanges aux interconnexions programmées en intrajournalier

Depuis l'introduction en 2001 d'un dispositif d'échanges commerciaux en intrajournalier avec l'Espagne, la Suisse et l'Allemagne, on note :

- 1^{er} avril 2003 : mise en place d'un dispositif d'accès au mécanisme d'ajustement via l'interconnexion France/Suisse.
- 27 février 2004 : introduction d'un dispositif d'échanges commerciaux en intrajournalier avec l'Angleterre.
- 8 novembre 2004 : mise en place d'un dispositif d'accès au mécanisme d'ajustement via IFA.
- 30 novembre 2004 : mise en place d'un dispositif d'accès au mécanisme d'ajustement via l'interconnexion France/Espagne.
- 26 juin 2005 : passage de 7 à 12 guichets pour la programmation des échanges intrajournaliers aux interconnexions France/Suisse et France/Allemagne.

5. Les conditions nécessaires à l'amélioration des méthodes de gestion de la congestion aux interconnexions

A. L'optimisation du calcul des capacités

Conformément au règlement européen du 26 juin 2003, les opérateurs de réseau doivent mettre à disposition des acteurs le maximum de capacité disponible. Cette exigence implique une harmonisation des pratiques des GRT concernant le calcul des capacités d'interconnexion ainsi qu'un renforcement de la coordination.

Une étude réalisée par la CRE a mis en évidence la variété des pratiques des GRT concernant la prise en compte des éventuelles défaillances d'ouvrages de réseau et de moyens

de production ou la modélisation des systèmes électriques voisins.

Ce dernier point est crucial en raison du développement des échanges transfrontaliers et des flux parallèles qu'ils engendrent, à savoir les flux physiques résultant de transactions commerciales entre pays tiers. Le développement de la coopération entre les GRT et le partage d'une information suffisante et fiable sont des améliorations nécessaires à l'atteinte des objectifs du règlement européen. En effet, chaque GRT effectue actuellement ses propres calculs de capacité avant de les confronter avec ceux des GRT situés de l'autre côté des frontières de son territoire.

Une réflexion est actuellement menée, dans le cadre de l'ER-GEG, sur l'harmonisation et sur la transparence des méthodes de calcul des capacités d'interconnexion employées par les GRT. L'article 5 du règlement européen dispose que les GRT doivent soumettre à l'approbation des autorités de régulation des plans généraux pour le calcul de la capacité totale de transfert et de la marge de fiabilité du transport. Ces processus d'approbation doivent être conduits de façon coordonnée entre les autorités de régulation concernées.

B. Une plus grande transparence sur l'état du réseau

La transparence des informations relatives à la situation physique du système électrique européen est un élément clé pour faciliter la mise en place du marché intérieur de l'électricité.

En la matière, des progrès ont été enregistrés mais, dans de nombreux Etats membres, le degré de transparence des informations relatives à la situation physique du système électrique reste limité, ce qui contribue à l'utilisation insuffisante des capacités d'interconnexion existantes et réduit les possibilités de concurrence effective dans chaque pays.

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

- **toutes les informations diffusées par RTE** sont publiées sur son site internet ;
- **les formats des données** permettent aux utilisateurs de les retraiter sur leurs propres logiciels, sans leur imposer le développement d'applications de conversion spécifiques ;

• **les chroniques de toutes les données** publiées par RTE sont disponibles sur son site internet pendant au moins cinq ans.

En 2004, RTE a enrichi son site internet de nouvelles informations dans les domaines suivants :

- **mécanisme d'ajustement** : données de volume d'ajustement par motif au pas demi-horaire, bilans mensuels ;
- **consommation** : données de prévision de la charge nationale pour la semaine à venir, au pas horaire.

A l'initiative de la CRE, le CEER devrait ajouter des recommandations relatives à la production à celles publiées le 1^{er} octobre 2003 en matière de transport. Une plus grande transparence permettra de faciliter l'arrivée de nouveaux entrants sur le marché. Ils pourront mieux évaluer les risques inhérents à leurs décisions d'investissements dans des moyens de production. Ceci sera particulièrement utile pour le cas des unités de pointe susceptibles d'apporter une contribution majeure à la sûreté des mécanismes d'ajustement. Une plus grande transparence permettra également d'augmenter la prédictibilité de l'évolution des prix à long terme.

Il est capital que les recommandations du CEER soient reprises par la Commission européenne et qu'elles puissent être mises en application de manière simultanée et uniforme dans l'ensemble des pays européens interconnectés, afin d'éviter que n'apparaissent entre Etats membres des dissymétries d'information, sources de discriminations entre les acteurs de marché.

C. Une plus grande liquidité et une plus grande harmonisation entre les marchés organisés

Les marchés organisés sont appelés à jouer un rôle croissant dans la gestion des échanges transfrontaliers d'énergie.

La liquidité des marchés en devient un facteur clé. Pour que l'introduction de méthodes d'allocation de la capacité aux interconnexions gérées par les marchés organisés ne perturbe pas la formation de leurs prix, il convient que les marchés organisés traitent une part significative des échanges sur les marchés de gros.

La mise en place de méthodes de gestion de la congestion utilisant les compétences des gestionnaires des marchés organisés rend indispensable l'harmonisation des modes de fonctionnement de ces marchés ainsi que la mise en œuvre de moyens de coordination facilitant les échanges d'informations entre leurs gestionnaires.

Un groupe de travail du CEER a été créé pour traiter ce sujet dont il reviendra aux régulateurs nationaux de mettre en œuvre les conclusions.

6. La gestion actuelle des interconnexions avec les pays voisins

A la fin de l'année 2004, la CRE a pris plusieurs initiatives en liaison avec les régulateurs des pays voisins afin d'améliorer, en 2005, les méthodes d'allocation existantes avec un double objectif :

- progresser vers la conformité avec le règlement européen du 26 juin 2003 des mécanismes de gestion de la congestion des interconnexions françaises ;
- développer l'harmonisation des méthodes appliquées aux différentes interconnexions françaises, afin de faciliter les échanges internationaux d'électricité et d'apporter une contribution significative à la mise en place du marché intérieur de l'électricité.

A. France-Italie-Autriche

Le 28 décembre 2004, la CRE et l'autorité italienne de régulation de l'énergie (AEEG) ont adopté les principes à mettre en œuvre, à partir de 2005, par les gestionnaires de réseaux des deux pays, pour l'allocation des capacités d'interconnexion France-Italie.

La CRE a demandé à RTE de mettre en place un mécanisme d'allocation par enchères explicites de droits physiques de transmission sur 50 % de la capacité commerciale disponible (c'est-à-dire hors contrats historiques) de l'interconnexion franco-italienne. Ce mécanisme d'allocation par enchères fonctionne en coordination avec le gestionnaire de réseau

italien (GRTN). RTE conservera les revenus résultant de cette allocation en vue d'une utilisation qui devra être conforme aux dispositions de l'article 6-6 du règlement européen.

En 2005, les régulateurs autrichien, italien et français constitueront un groupe de travail en vue d'améliorer et d'harmoniser les méthodes d'allocation utilisées entre les trois pays pour les prochaines années.

B. France-Espagne

Le 29 octobre 2004, la CRE et l'autorité de régulation espagnole (CNE) ont lancé une consultation publique commune auprès des acteurs des marchés afin de recueillir leurs avis sur les améliorations envisagées pour la gestion des congestions sur l'interconnexion franco-espagnole. Une position commune des deux régulateurs a été publiée le 28 janvier 2005. Ce document propose une approche progressive et pragmatique qui se décline en 3 étapes :

a. Étape 1

- **Mise en place d'enchères explicites à différentes échéances de temps (annuel, mensuel, semaine, J-1).**
- **Utilisation de la règle *use-it-or-lose-it* suffisamment tôt la veille.**

Cette première étape pourrait être mise en application dès 2005 dans la mesure où elle est simple et déjà expérimentée de manière satisfaisante par RTE sur les interconnexions avec l'Angleterre et l'Italie. Conforme au règlement européen du 26 juin 2003 elle constitue une amélioration significative de la situation actuelle.

L'introduction de cette méthode de gestion de la congestion est suspendue à une modification de la législation espagnole en vigueur.

L'utilisation de la règle *use-it-or-lose-it* suffisamment tôt la veille a pour double objectif, d'une part, d'éviter que des acteurs ne soient tentés de sous utiliser une ressource rare et, d'autre part, d'améliorer l'utilisation de la capacité en rendant possible le *netting* par les gestionnaires de réseau.

b. Étape 2

- **Introduction du couplage de marché sur une partie de la capacité seulement (avec une limite sur la capacité allouée au mécanisme fixée à 15 % de la capacité commerciale de l'interconnexion).**
- **Maintien de la règle *use-it-or-lose-it* afin d'éviter le contournement du plafond de 15%.**

La mise en œuvre à titre transitoire d'une limite sur le pourcentage de capacité réservée pour le mécanisme de couplage des marchés journaliers garantira que ce processus n'affectera pas la détermination des prix sur les deux marchés. Cette position est partagée par la grande majorité des acteurs du marché qui ont exprimé leurs inquiétudes concernant la difficulté éventuelle pour les marchés organisés de gérer avec succès une capacité trop grande dans le cadre de ce nouveau mécanisme.

Les deux régulateurs autoriseront la mise en œuvre de cette deuxième étape (si possible début 2006), en fonction de la capacité des marchés organisés à développer et tester les algorithmes et les logiciels pour sécuriser les transactions dans le cadre du couplage des marchés.

Encadré 20 : Mécanisme de compensation transfrontalier (Cross Border Trade mechanism CBT)

Le CBT est un mécanisme de **compensation entre gestionnaires de réseau de transport européens pour les coûts induits par les flux de transit**, c'est-à-dire les flux résultant d'échanges d'électricité dont les points d'injection et de soutirage se situent à l'extérieur d'un réseau de transport donné.

Les coûts considérés sont:

- les coûts d'usage des réseaux liés aux flux de transit ;
- le coût des pertes induit par les flux de transit.

Ce dispositif permet de s'affranchir de péages successifs à chaque passage de frontière, pour le bénéfice de l'ensemble des utilisateurs du réseau européen.

Les trois étapes du mécanisme CBT :

- détermination pour chacun des réseaux de transport des éléments servant aux échanges transfrontaliers ;
- calcul de la somme des coûts correspondants aux transits, déterminant le volume du fond de compensation ;
- estimation des contributions de chaque pays au fond : abondement du fond par les GRT (exportateurs et importateurs) ayant provoqué les flux de transit, dédommagement en conséquence des GRT qui supportent les flux de transits.

c. Étape 3

- **Suppression de la limitation du volume traité par le couplage des marchés.**
- **Transformation de la règle *use-it-or-lose-it* en une règle *use-it-or-get-paid-for-it*.**

Les acteurs du marché pourront choisir d'utiliser leurs droits de capacité en passant par le marché bilatéral (et, par conséquent, de nommer auprès du gestionnaire suffisamment tôt la veille) ou par le couplage des marchés.

La mise en place d'un tel dispositif est conditionnée à un retour d'expérience satisfaisant du fonctionnement du couplage des marchés et à la demande des acteurs.

C. France – Belgique – Pays-Bas

La CRE a engagé des discussions avec les régulateurs belge (CREG) et hollandais (DTE) afin d'améliorer d'ici la fin de l'année 2005 les mécanismes d'allocation existants. L'amélioration des mécanismes de moyen et long terme passe notamment par la mise en place d'enchères explicites, coordonnées entre les trois gestionnaires de réseaux impliqués. Ces mécanismes d'enchères explicites de moyen et long termes accompagneront la mise en oeuvre du projet BELPEX qui vise à :

- **créer** un marché organisé en Belgique ;
- **coupler** les trois marchés organisés français (Powernext), belge (BELPEX) et hollandais (APX) pour la gestion des capacités d'interconnexion restant disponibles la veille.

Lors du *mini-forum* de Bruxelles, du 17 décembre 2004, la plupart des participants ont accueilli favorablement cette initiative visant à coupler les trois marchés. Ils ont également reconnu que, de la réussite de ce projet pilote, dépendraient l'évolution et le développement des méthodes de gestion des congestions dans le reste de l'Europe.

D. France – Angleterre

La CRE a proposé au régulateur britannique (OFGEM) des améliorations à apporter au mécanisme actuel d'allocation des capacités sur cette interconnexion :

- l'application effective de la règle *use-it-or-lose-it* suffisamment tôt en J-1 et, en tout état de cause, avant la dernière enchère journalière actuelle.
- la création d'un marché secondaire de capacité ;
- la mise en place d'un mécanisme d'allocation en infra-journalier et pour l'ajustement

Ces améliorations augmenteront significativement l'utilisation des capacités d'interconnexion. L'application de la règle *use-it-or-lose-it* suffisamment tôt en J-1 a un double avantage :

- empêcher des acteurs de sous-utiliser cette ressource rare ;
- améliorer l'utilisation de la capacité en rendant possible la superposition des flux (*netting*) par les gestionnaires de réseau.

Par conséquent elle fluidifierait les échanges transfrontaliers entre le continent et le Royaume uni.

III Le service public de l'électricité dans le marché régulé

Les tarifs réglementés de vente d'électricité en France sont restés stables depuis le 1er janvier 2004. Pour les clients résidentiels, ils se situent dans la moyenne de l'Union européenne à 25.

Les dispositifs de l'obligation d'achat et des appels d'offres en vigueur permettent d'assurer un développement des capacités de production d'électricité à partir des énergies renouvelables et de la cogénération. Le développement de ces filières est très variable au regard des objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements (PPI) pour début 2007.

Les charges dues à ces dispositifs, ainsi que celles résultant de la péréquation tarifaire dans les zones non interconnectées et des dispositions sociales en faveur des clients démunis, sont compensées par la contribution au service public de l'électricité (CSPE). Celle-ci est restée constante en 2005 à 4,5 €/MWh, malgré les nouvelles charges dues au tarif de première nécessité. Ces charges ont en effet été compensées par la hausse des prix de l'électricité sur les marchés de gros, qui a diminué les surcoûts dus à l'obligation d'achat.

1 Le contenu du service public de l'électricité

1. La directive européenne de juin 2003 définit les obligations de service public

La directive européenne du 26 juin 2003 définit les obligations de service universel et de service public que les Etats membres doivent remplir dans le cadre du marché intérieur de l'électricité :

- approvisionner en électricité au moins tous les clients résidentiels à des prix raisonnables, aisément et clairement comparables et transparents, sans que les dispositions prises empêchent l'ouverture du marché de l'électricité ;
- protéger les clients finals, en particulier les consommateurs vulnérables et ceux des régions reculées ;

- mettre en place des mesures pour assurer la protection de l'environnement, y compris l'efficacité énergétique et la protection du climat ;
- assurer la sécurité d'approvisionnement.

2. Dans la loi française, les obligations sont prises en compte et le rôle de la CRE précisé

Les lois du 10 février 2000 et du 3 janvier 2003, cohérentes avec les obligations définies dans la directive européenne, précisent le rôle de la CRE dans la mise en œuvre de ces obligations.

• **Pour approvisionner les clients résidentiels à des prix raisonnables**, les tarifs de vente réglementés de l'électricité pour ces clients sont fixés par les ministres chargés de l'économie et de l'énergie, sur avis de la CRE. Cette dernière s'assure que les tarifs réglementés couvrent l'ensemble des coûts supportés par EDF et les entreprises locales de distribution (production, acheminement, commercialisation, gestion clientèle).

• **Pour protéger les clients finals**, aux mesures antérieures (dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité ⁽¹⁾, péréquation géographique nationale des tarifs) a été ajoutée une nouvelle disposition : le tarif de première nécessité. La CRE, qui avait donné en 2002 un avis favorable sur ce tarif, calcule :

- les charges liées à la fois au tarif de première nécessité et au dispositif en faveur des personnes en situation de précarité, supportées par EDF et les ELD ;
- les surcoûts de production supportés par EDF dans les zones non interconnectées (ZNI) au réseau métropolitain continental (Corse, Martinique, Guadeloupe, Réunion, Guyane, Saint-Pierre et Miquelon, îles de Molène et d'Ouessant) et par Electricité de Mayotte (EDM).

• **Dans le cadre de la protection de l'environnement**, des dispositifs de soutien aux énergies renouvelables et à la cogénération ont été mis en place par l'Etat (obligation d'achat, appels d'offres). La CRE :

- émet un avis consultatif sur les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations utilisant des sources d'énergies renouvelables ou par les installations de cogénération ;
- met en œuvre la procédure des appels d'offres lancés par le ministre chargé de l'énergie ;

(1) aide de la collectivité pour le paiement des factures, service maintien de l'énergie à 3 kVA puis 1 kVA jusqu'à régularisation

- calcule les charges liées au développement des énergies renouvelables et de la cogénération, supportées par EDF et les ELD.

• **Pour renforcer la sécurité d'approvisionnement**, une procédure d'appel d'offres a été mise en place par l'Etat afin que les capacités de production répondent aux objectifs de la programmation pluriannuelle des investissements. La CRE met en œuvre la procédure de chaque appel d'offres que le ministre chargé de l'énergie décide de lancer.

L'ensemble des charges liées aux obligations de service public pesant sur les opérateurs (EDF, EDM et les ELD) est financé par la contribution au service public de l'électricité (CSPE), arrêtée chaque année par le ministre chargé de l'énergie sur proposition de la CRE. Cette dernière procède au suivi du recouvrement de la CSPE et à la compensation des opérateurs supportant les charges. Les transactions financières correspondantes s'effectuent par l'intermédiaire de la Caisse des dépôts et consignations (CDC).

2 Les tarifs de vente réglementés de l'électricité

Les tarifs de vente réglementés sont applicables aux clients résidentiels et aux clients éligibles qui n'ont pas exercé leur droit à l'éligibilité.

Seuls sont développés dans cette partie du rapport les tarifs de vente réglementés aux clients résidentiels. Ils doivent couvrir les coûts d'EDF sur ce segment de clientèle. Leur applica-

tion jusqu'au 1^{er} juillet 2007 n'est pas problématique car elle ne crée pas de situation de distorsion de concurrence.

Ce n'est pas le cas des tarifs de vente réglementés aux clients éligibles (figures 43 et 44, p. 77).

1. Les tarifs de vente réglementés aux clients résidentiels sont stables depuis début 2004

A. Les tarifs ont baissé de 29% en euros constants en 10 ans

Les tarifs de vente réglementés hors taxes aux clients résidentiels ont baissé de 29% en euros constants (19% en euros courants) en 10 ans, dans un contexte de surcapacité du parc de production (figure 58).

Depuis le deuxième semestre 2004, EDF souhaite une augmentation des tarifs réglementés. Si une telle hausse doit intervenir, elle doit être fondée sur l'évolution des coûts d'EDF, qui portent sur trois postes : production, acheminement et commercialisation.

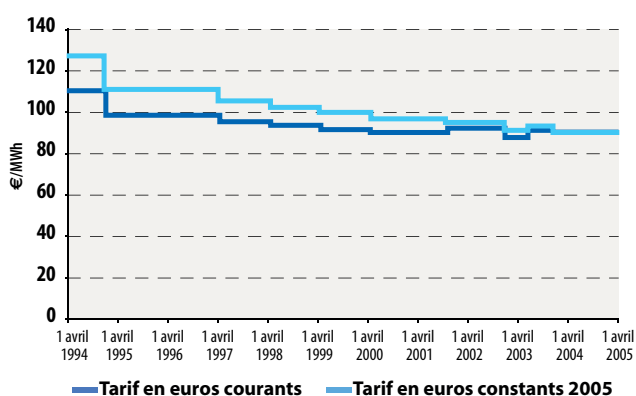
Concernant les coûts d'acheminement et de commercialisation auprès des consommateurs non éligibles, à qualité de service identique, des gains de productivité sont attendus de la part d'EDF.

Dans le domaine de la production, la situation est différente. Des investissements dans de nouvelles capacités de production sont nécessaires pour satisfaire la croissance de la demande. La consommation française n'a pas cessé d'augmenter (près de 23% pendant les dix dernières années). On est ainsi passé d'une surcapacité en moyens de production à une situation potentiellement en déficit en fourniture de pointe à court terme si rien n'est fait et même si les moyens de fourniture de base sont encore excédentaires.

La hausse des tarifs envisagée devrait être différenciée selon les usages pour respecter la structure des coûts d'EDF.

Pour juger de la pertinence d'une éventuelle hausse tarifaire au regard des critères de coûts, la CRE modélise un *business plan* simplifié des activités de production et de commercialisation d'EDF sur le périmètre des clients bénéficiant de tarifs réglementés.

Figure 58 : Evolution du tarif de vente d'électricité aux clients résidentiels * (hors taxes locales, CSPE, TVA)



* somme des factures annuelles des clients résidentiels divisée par leur consommation totale

Source : CRE 2005

B. La part des taxes dans la facture des clients résidentiels est passée de 21% en 2002 à 27% en 2005

La facture d'un client résidentiel aux tarifs réglementés se compose :

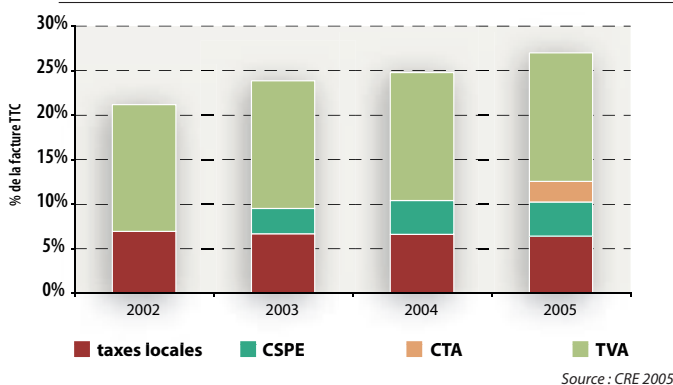
- de la facturation de l'électricité aux tarifs réglementés (fourniture et acheminement de l'électricité) : abonnement (prime fixe) et part variable fonction de la consommation ;
- des taxes locales (pourcentage moyen de 11% sur 80% de la part énergie hors TVA) ;
- de la CSPE, depuis le 1^{er} janvier 2003 ;
- de la contribution tarifaire agents (CTA), pour le financement des retraites des agents des industries électriques et gazières (IEG) sur les activités de réseau, depuis le 1^{er} janvier 2005 ⁽¹⁾ (20,4% de l'abonnement de la part réseau) ;
- de la TVA (5,5% sur l'abonnement de la part énergie, 19,6% sur le reste de la facture HT).

L'évolution de la composition des taxes dans la facture moyenne d'un client résidentiel depuis 2002 est présentée figure 59.

C. Les tarifs français de l'électricité pour les clients résidentiels sont dans la moyenne des prix de l'Union européenne à 25

Les tarifs TTC réglementés de l'électricité pour les clients résidentiels se situent, en France, dans la moyenne des prix de l'Europe des 25 (figure 60). Ils sont en dessous de la moyenne des prix de l'Europe des 15 (117 €/MWh à comparer à 138 €/MWh). Ils sont plus élevés qu'en Espagne et au Royaume-Uni, où la concurrence est effective depuis 1998, et nettement inférieurs à ceux en vigueur en Allemagne, aux Pays-Bas ou en Italie.

Figure 59 : Evolution de la part des taxes dans la facture TTC d'un client résidentiel



(1) En 2005, la CTA est encore financée via le tarif réseau en vigueur. La figure 59 prend en compte une baisse du tarif réseau égale à la CTA pour faire apparaître la taxe. Le nouveau tarif réseau qui sera proposé par la CRE prendra en compte cette baisse.

D. Le mode de fixation des prix aux clients résidentiels devrait évoluer à partir de 2007

L'Etat fixe les tarifs réglementés de vente de l'électricité. La CRE, autorité indépendante, émet un avis consultatif sur les projets d'arrêtés ou de décrets avant leur publication. L'Etat n'est pas lié par les avis de la CRE.

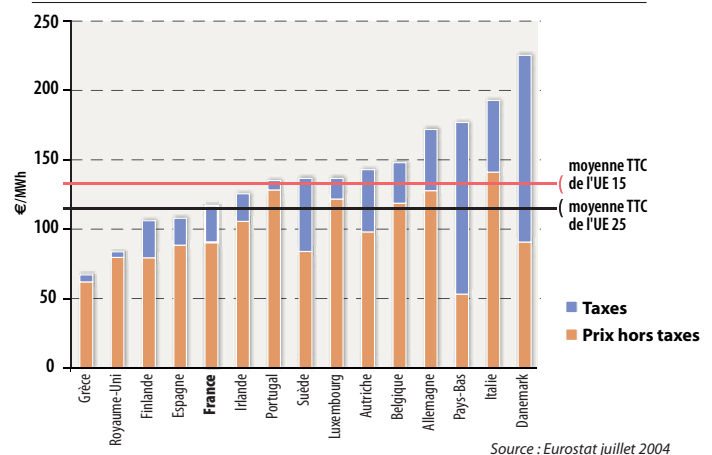
A partir du 1^{er} juillet 2007, en application des dispositions de la directive européenne de juin 2003, les consommateurs résidentiels auront la possibilité de choisir leur fournisseur. A terme, le marché devrait donc être la seule référence de fixation des prix.

Cependant, comme le prévoient les textes européens en vigueur, la France devra veiller à ce que tous les clients résidentiels puissent bénéficier du service universel, c'est-à-dire du droit d'être approvisionnés en électricité à des prix raisonnables, aisément et clairement comparables et transparents. Une surveillance des prix de l'électricité pour ce type de clients restera nécessaire.

2. Les tarifs de cession aux entreprises locales de distribution doivent être appliqués avant fin juillet 2005

Les tarifs de cession de l'électricité par EDF aux ELD, qui concernent uniquement la fourniture, ont été fixés par un décret entré en vigueur le 29 janvier 2005. Les contrats de cession de l'électricité en cours à cette date entre EDF et les ELD, négociés sur la base du tarif de vente réglementé vert en vigueur, doivent être mis en conformité avec ce décret avant la fin juillet 2005. Le niveau moyen des tarifs de cession est de 29,8 €/MWh, à comparer au prix moyen de fourniture

Figure 60 : Prix de l'électricité pour les clients résidentiels en Europe



d'électricité d'une ELD sur le marché pour l'année 2005 de 35,5 €/MWh.

Consultée sur le projet de décret, la CRE avait émis des observations dont aucune n'a été retenue. En effet, le décret n'interdit pas à une ELD qui n'a pas exercé son éligibilité de s'approvisionner totalement aux tarifs de cession, y compris pour fournir ses clients qui ont fait jouer leur éligibilité. La CRE avait estimé que, dans ce cas, l'application des tarifs de cession pouvait être assimilée à une subvention publique susceptible de fausser la concurrence entre les fournisseurs. Par ailleurs, il permet aux ELD d'acheter leurs pertes aux tarifs de cession, sans avoir recours à un mécanisme de marché, comme l'exige l'article 14 de la directive européenne 2003.

Il dispose qu'une ELD qui a exercé son éligibilité (s'approvisionnant en tout ou partie sur le marché) peut, jusqu'au 1^{er} juillet 2007 au plus tard, bénéficier à nouveau des tarifs de cession pour la seule électricité destinée à l'alimentation de ses clients non éligibles et de ses clients éligibles n'ayant pas exercé leur éligibilité. La CRE avait préconisé la suppression des clauses d'aller et retour entre les contrats aux tarifs de cession et le marché. Cette disposition pourrait bénéficier aux 6 ELD qui s'approvisionnent totalement sur le marché depuis 2003.

3. Le tarif de première nécessité est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2005

Le tarif de première nécessité est entré en vigueur le 1^{er} janvier 2005. Il concerne les foyers dont les ressources annuelles sont inférieures à 5 520 €. Il s'applique aux abonnements de 3 à 9 kVA sur une tranche de consommation de 100 kWh par mois. La réduction accordée par rapport aux tarifs réglementés est de 30, 40 ou 50 % suivant la composition du foyer. Ce tarif devrait concerner environ 1,5 million de foyers français en 2005.

3 Le développement des capacités de production dans le cadre de la programmation pluriannuelle des investissements

1. L'évolution du parc installé est très progressive

L'évolution du parc d'installations de cogénération, hydrauliques et éoliennes et les objectifs de développement de ces filières prévus dans la programmation pluriannuelle des investissements (PPI) sont donnés figures 61 à 63. Ce sont les

Figure 61 : Evolution du parc de cogénération

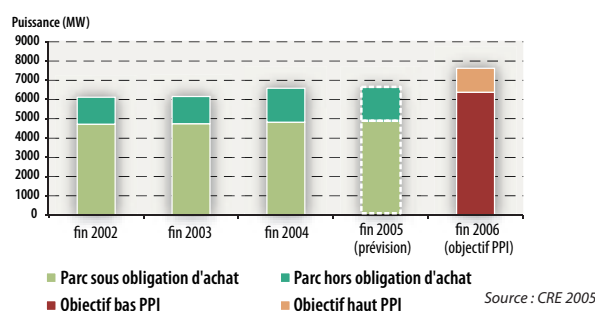


Figure 62 : Evolution du parc de petite hydraulique

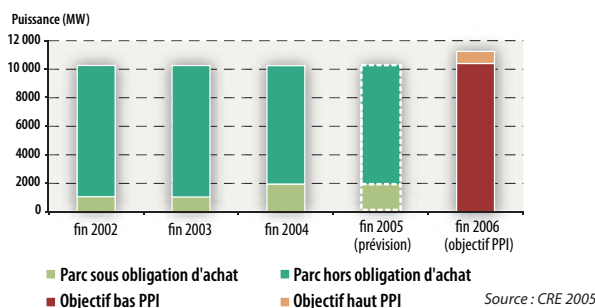
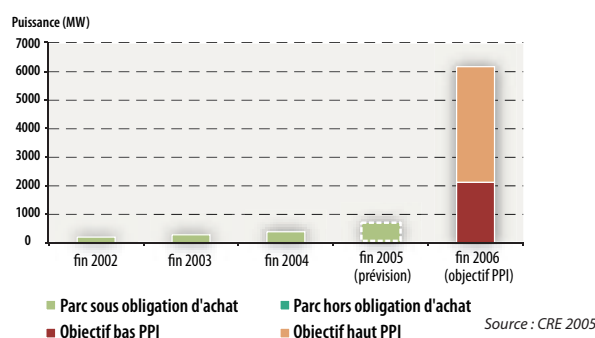


Figure 63 : Evolution du parc éolien



trois filières dont les objectifs de développement sont les plus ambitieux. Les nouvelles installations de moins de 12 MW mises en service en 2004 bénéficient de l'obligation d'achat. Depuis qu'il a été engagé, le développement de la filière éolienne est très limité. Une comparaison européenne des prix de vente de l'électricité éolienne et des puissances installées montre que le tarif d'achat français, généreux, n'est pas la cause de ce faible décollage. Les obstacles relèveraient davantage des contraintes administratives, souvent liées aux exigences d'aménagement du territoire et de préservation de l'environnement, et des difficultés d'accès au réseau public dans les zones les plus recherchées.

2. Les conditions d'achat ont évolué avec la loi du 9 août 2004

Le dispositif de l'obligation d'achat, institué par la loi du 10 février 2000, oblige EDF et les ELD à acheter l'électricité produite par certaines filières de production (cogénération, énergies renouvelables, incinération d'ordures ménagères) à des conditions imposées par l'Etat (tarifs d'achat et durée de contrat réglementés). A l'origine, les contrats d'achat étaient reconductibles, à un tarif inférieur à celui du premier contrat. Depuis la loi du 9 août 2004, sous réserve du maintien des contrats en cours, les installations ne peuvent bénéficier qu'une seule fois d'un contrat d'obligation d'achat. Le décret du 26 novembre 2004 autorise, néanmoins, le bénéfice d'un deuxième contrat d'achat pour les producteurs qui ont fait une demande écrite de contrat avant le 11 août 2004

et qui disposent d'un certificat d'obligation d'achat, la loi du 9 août 2004 n'étant pas rétroactive.

L'arrêté du 23 décembre 2004 a mis les arrêtés tarifaires en vigueur en conformité avec cette nouvelle disposition législative. De plus, il augmente de deux à trois ans le délai maximal de mise en service d'une éolienne, à compter de la demande complète de contrat d'achat par le producteur.

3. L'instruction des quatre appels d'offres a été réalisée

La CRE a procédé à l'instruction des candidatures aux appels d'offres (tableau 11) lancés par le ministre chargé de l'énergie dans le cadre de la sécurité d'approvisionnement en Martinique et du dispositif national de soutien aux énergies renouvelables. Ces appels d'offres portent sur la construction et l'exploitation :

- d'une turbine à combustion, utilisant le fuel domestique, destinée à produire en période de pointe sur le réseau de Martinique ;
- de centrales utilisant l'énergie issue de la biomasse ou du biogaz ;
- de centrales éoliennes en mer ;
- de centrales éoliennes terrestres.

La répartition des projets biomasse-biogaz retenus par le ministre chargé de l'énergie et des projets éoliens dont les candidatures ont été reçues par la CRE est donnée figure 64. Les 15 projets biomasse-biogaz retenus portent sur l'exploitation des gisements constitués par les résidus et sous-produits

Tableau 11 : Synthèse de l'avancement des appels d'offres

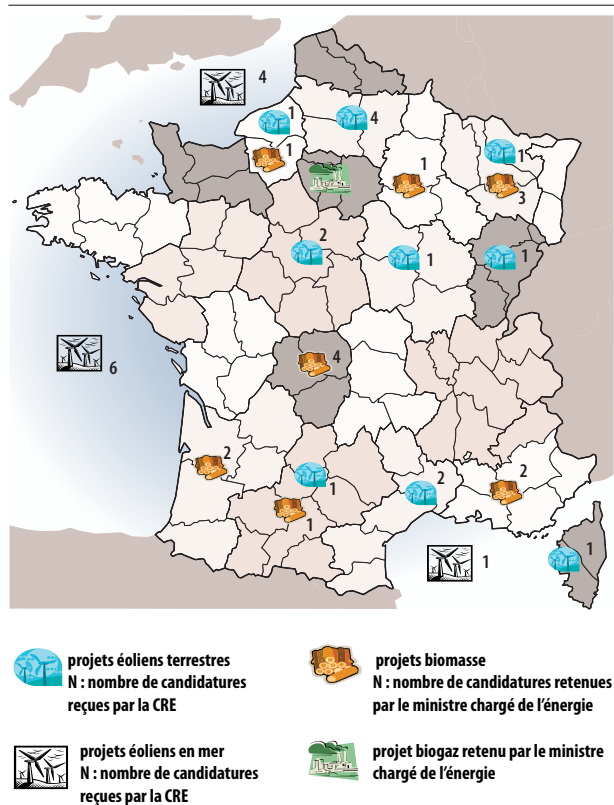
Appel d'offres	Puissance recherchée	Date limite d'envoi des offres à la CRE	Nombre de projets reçus	Instruction CRE (rapport de synthèse et fiches d'instruction)	Avis CRE sur le choix envisagé du ministre	Arrêtés d'autorisation d'exploiter (ministre)
Centrales éoliennes à terre	500 MW	30 janvier 2005	14	Délibération transmise au ministre		
Centrales éoliennes en mer	500 MW	13 août 2004	11	Délibération transmise au ministre		
Biomasse, biogaz	200 MW (biomasse) 50 MW (biogaz)	19 juillet 2004	24 (une offre rejetée)	Délibération du 21 octobre 2004	Avis favorable du 15 décembre 2004	11 janvier 2005 (14 projets biomasse pour 216 MW) (1 projet biogaz de 16 MW)
Turbine à combustion (Martinique)	40 MW	11 août 2004	2	Délibération du 29 septembre 2004	Avis favorable du 9 novembre 2004	8 décembre 2004 Compagnie de cogénération du Galion

Source : CRE

de la sylviculture et de l'agriculture (notamment : plaquettes de bois, écorces, sciures, résidus de l'industrie papetière, résidus viticoles) ainsi que les gaz de décharge pour le biogaz. Les projets biomasse retenus ont un prix moyen de vente (pondéré par la puissance) de 85,8 €/MWh.

Sur la base d'une durée moyenne de fonctionnement de 8 000 h et d'une référence de prix de marché de gros de 35 €/MWh, les charges de service public dues aux projets biomasse et biogaz retenus, compensées par la CSPE, s'élèveraient à environ 96 M€/an.

Figure 64 : Répartition régionale des projets biomasse-biogaz et éoliens



Source : CRE 2005

4 Les charges de service public de l'électricité

La CRE évalue chaque année, pour l'année à venir, le montant des charges de service public de l'électricité, le nombre de kWh soumis à contribution et la contribution unitaire qui en résulte.

La CSPE permet d'assurer le financement des charges de service public de l'électricité, c'est-à-dire :

- les surcoûts dus à la cogénération et aux énergies renouvelables (obligation d'achat, appels d'offres) ;
- les surcoûts de la production d'électricité dans les ZNI ;
- les charges supportées depuis 2005 par les fournisseurs liées à la mise en œuvre du tarif de première nécessité et du dispositif institué en faveur des personnes en situation de précarité.

La CSPE est prélevée proportionnellement aux consommations d'électricité en France. Son montant figure sur les factures depuis le 1^{er} janvier 2003. La loi du 3 janvier 2003 prévoit une exonération des kWh contributeurs pour les autoproducteurs à hauteur de 240 GWh et un plafonnement de la CSPE à 500 000 € par site de consommation.

Les charges totales de l'année 2005 (§4 p. 115) sont égales aux charges prévisionnelles imputables aux missions de service public au titre de l'année 2005 (§3 p. 114), augmentées essentiellement de l'écart entre les charges effectivement constatées au titre de l'année 2003 (§2 p. 114) et les contributions recouvrées au titre de cette même année (§2 p. 116). Des éléments détaillés sur ces charges peuvent être consultés sur le site internet de la CRE.

1. La loi a clarifié les modalités de calcul des coûts évités

La loi de finances rectificative pour 2004 dispose que « les coûts évités sont calculés par référence aux prix de marché de l'électricité ». Ils ne sont plus définis comme les « coûts d'investissement et d'exploitation » évités aux opérateurs. La loi clarifie ainsi la notion de coût évité. Elle conforte la position que la CRE avait explicitée dans sa communication du 16 mai 2002. Le calcul des coûts évités à partir des coûts d'investissement et d'exploitation évités aurait été complexe, contestable et non transparent.

La méthode de calcul des coûts évités fondée sur les prix de marché répond à une logique économique. Pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité, EDF a le choix, en ligne avec la pratique de tous les électriciens européens, entre produire ou acheter sur le marché ou réduire ses ventes. Ainsi, en 2003, EDF a acheté 24 TWh et vendu 109 TWh sur les marchés (alors que les obligations d'achat ont porté sur 23 TWh).

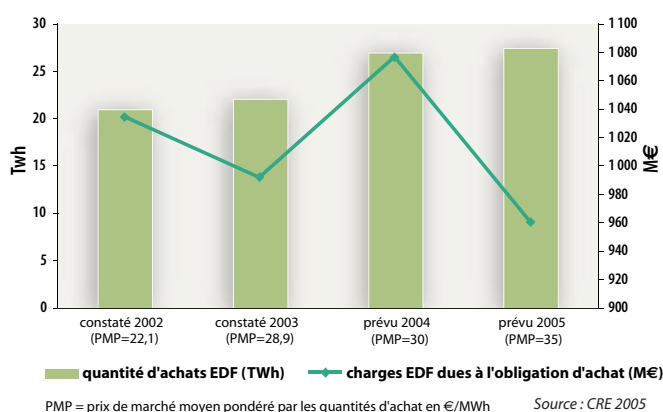
Il résulte de cet arbitrage entre production et marché que les coûts marginaux de production d'EDF sont bien reflétés par les prix de marché. Ces derniers représentent donc le coût du kWh évité à EDF.

Cette méthode, économiquement justifiée, présente par ailleurs des avantages de simplicité, de sécurité juridique et de transparence.

Il existe, aujourd'hui, des indices des prix des marchés de gros de l'électricité sur la plaque continentale européenne qui permettent un calcul des coûts évités précis. La bourse française Powernext publie des prix spot (du jour pour le lendemain) depuis trois ans et des prix à terme (jusqu'à un terme fixé à deux ans) depuis le mois de juin 2004, dans des conditions de transparence reconnues.

L'augmentation des prix de marché depuis 2002 a entraîné une baisse des charges liées à l'obligation d'achat malgré l'augmentation des quantités achetées (figure 65).

Figure 65 : Impact des prix de marché sur les charges d'EDF dues à l'obligation d'achat



2. Les charges constatées en 2003 sont inférieures de 52 M€ à la prévision

La CRE a procédé en 2004 au calcul des charges de service public supportées par les opérateurs en 2003 (figure 66).

Ces charges ont été évaluées à partir des déclarations des opérateurs basées sur une comptabilité appropriée contrôlée par leurs commissaires aux comptes ou, dans le cas des régies, par leur comptable public. Les règles de la comptabilité appropriée ont été établies par la CRE. A l'instar des vérifications conduites en 2003 sur l'exercice 2002, la CRE s'est assurée de la bonne gestion par EDF et Electricité de Mayotte (EDM) de l'activité de production et des systèmes électriques des ZNI, ainsi que de la cohérence des données physiques et financi-

res présentées par EDF et les ELD sur les contrats d'achat.

Les charges constatées en 2003 s'élèvent à 1 409,3 M€, dont 1 395,2 M€ pour EDF, 11,8 M€ pour les ELD et 2,4 M€ pour EDM. Elles sont inférieures de 52 M€ à la prévision initiale établie en 2002. Cette baisse résulte principalement de l'augmentation des prix de marché constatés en 2003 (28,9 €/MWh en prix moyen pondéré) par rapport aux prix à terme pour 2003 considérés en 2002 pour la prévision (23,5 €/MWh en prix moyen pondéré). Les prix de marché servant de référence au calcul des coûts évités par l'obligation d'achat, l'augmentation sensible des prix de marché – et donc des coûts évités – s'est traduite par une forte diminution des surcoûts dus à l'obligation d'achat en 2003 par rapport à la prévision.

3. Les charges prévisionnelles 2005 sont en hausse de près de 10% par rapport aux charges constatées en 2003

Les charges prévisionnelles au titre de 2005 ont été évaluées à partir des charges constatées en 2003 et des prévisions des opérateurs (tableau 12). Elles sont en hausse de 134 M€ par rapport aux charges constatées en 2003 (+9,5%), dont 100 M€ au titre des dispositions sociales nouvellement compensées (figure 67). La hausse a été limitée par l'augmentation des prix de marché qui servent de référence pour le calcul des coûts évités par l'obligation d'achat (figure 68).

Figure 66 : Répartition par origine des charges constatées en 2003

Source : CRE 2005

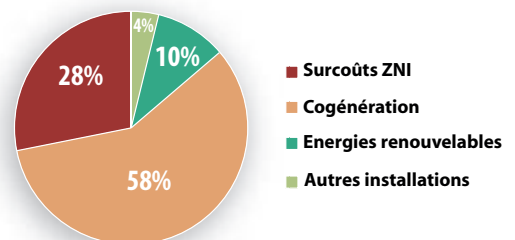
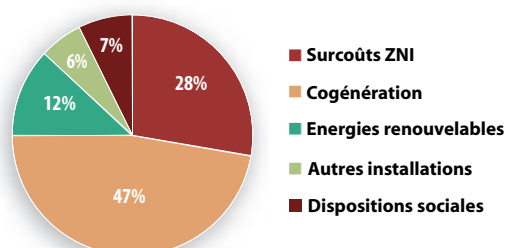


Figure 67 : Répartition par origine des charges prévisionnelles 2005

Source : CRE 2005



4. Les charges totales 2005 sont égales aux charges totales 2004

Les charges totales 2005 ont été fixées dans la loi de finances rectificatives pour 2004 à 1 735,2 M€ (tableau 13).

L'évolution des charges de service public depuis 2002 est donnée figure 68.

5. La CSPE 2005 est stable à 4,5 €/MWh

La hausse de la consommation entre 2004 et 2005 est compensée par une augmentation du volume de kWh exonérés par le plafonnement de la CSPE à 500 000 € par site de consommation. La loi de finances rectificative pour 2004 a élargi le périmètre de ce plafonnement, qui s'applique notamment, à compter du 1^{er} janvier 2004, à Réseau Ferré de France (RFF) et à la RATP. 8,6 TWh supplémentaires sont ainsi exonérés en 2005 par rapport à l'assiette qui avait servi au calcul de la CSPE 2004.

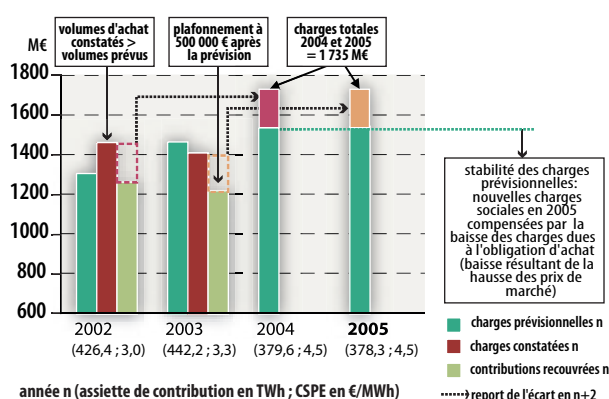
Cette compensation, associée à la stabilité des charges entre 2004 et 2005, explique l'égalité de la CSPE pour ces deux années, pour un montant de 4,5 €/MWh.

5 Le recouvrement de la CSPE

1. Le plafonnement de la CSPE pèse sur les petits et moyens sites

L'augmentation prévue par la loi du nombre de sites de consommation bénéficiant du plafonnement de la CSPE à 500 000 € entraîne une hausse de la contribution des autres sites, en particulier les petits et moyens sites.

Figure 68 : Evolution des charges de service public



Source : CRE 2005

Tableau 12 : Comparaison des charges prévisionnelles 2005 avec les charges constatées 2003

	Charges prévisionnelles 2005 (M€)	Charges constatées 2003 (M€)	Variation 2003-2005	Principales justifications des variations 2003-2005
EDF	1 514,2	1 395	7,9%	
surcoûts de production ZNI	431,1	393,2	8,8%	Hausse du coût des combustibles (consommation +9,5%, prix du charbon en hausse)
surcoûts obligation d'achat	987,5	1 002	-1,5%	Hausse du prix de marché moyen pondéré de 6,1 €/MWh
métropole	960,1	990,9		
ZNI	27,4	11,1		
charges sociales	95,6			
ELD	21,0			
surcoûts obligation d'achat	16,0	11,8	26,4%	Hausse du volume d'achat
charges sociales	5,0			
EDM	8,7	2,4	72,4%	Poursuite de la baisse des tarifs - Hausse de 25% de la consommation
Total	1 543,9	1 409,3	8,7%	

Source : CRE

Tableau 13 : Composition des charges de service public totales en 2005

	A: charges prévisionnelles au titre de 2005 (\$4.3)	B: charges constatées 2003 (\$4.2)	C: contributions recouvrées au titre de 2003 (\$5.2)	D: rectificatif charges 2002	charges totales 2005 A+B-C+D
Electricité de France	1 514,2	1 395,2	1 206,36	1,1	1 704,1
Entreprises locales de distribution	21,0	11,78	8,99	0,0	23,8
Electricité de Mayotte	8,7	2,36	3,78	0,0	7,3
Total	1 543,9	1 409,34	1 219,13	1,1	1 735,2

Source : CRE 2005

La figure 69 donne, pour les différents types de clients, le pourcentage moyen de la CSPE payée en 2005 sur la facture totale, hors taxe annuelle.

2. Le recouvrement de la CSPE 2003 est globalement satisfaisant

A. Le recouvrement de la CSPE 2003 n'est pas encore terminé

L'écart entre les charges prévisionnelles 2003 et les contributions recouvrées au titre de la CSPE 2003, arrêtées à fin décembre 2004, s'élève à 246 M€ (tableau 14). Cet écart s'explique en grande partie par l'introduction, dans la loi du 3 janvier 2003, du plafonnement de la CSPE à 500 000 € par site de consommation, qui a engendré un déficit de kWh contributeurs d'environ 51 milliards par rapport à la prévision (tableau 15).

Le recouvrement de la CSPE due en 2003 par les consommateurs s'approvisionnant en tout ou partie via les réseaux publics a été réalisé par EDF fournisseur, RTE, ERD, EDM et les ELD, qui ont facturé la CSPE sur 368 TWh. Le recouvrement de la CSPE 2003 s'est poursuivi en 2004 car certains clients ont des factures semestrielles, voire annuelles. Le montant des contributions impayées, qui s'élève à 2 M€, correspond à des factures de fourniture d'électricité ou à des factures réseau irrécouvrables. La CRE a mis en demeure les deux principaux contributeurs défaillants de procéder au paiement de la CSPE due, majorée de la pénalité de 10% prévue par la loi du 10 février 2000. Les sommes ont été recouvrées à l'exception d'une des pénalités, qui fait l'objet d'un recours devant le Conseil d'Etat.

Le recouvrement de la CSPE due par les auto-producteurs et les consommateurs s'approvisionnant, en tout ou partie, auprès d'un tiers sans utiliser les réseaux a été mis en place par la CRE à l'aide de formulaires de déclaration disponibles sur son site. Ces formulaires ont également été envoyés aux sites concernés connus de la CRE. La multiplicité des configurations de sites, ajoutée aux différentes exonérations possibles (exonération à hauteur de 240 GWh par site de production et pour un consommateur approvisionné par un producteur sur le site de consommation, plafonnement de la CSPE à 500 000 €), a nécessité un contrôle rigoureux des déclarations. Celui-ci a entraîné de nombreuses rectifications des déclarations, attribuables à la complexité de ce nouveau mécanisme. Quand la CSPE était due, les contributeurs ont procédé à son paiement (tableau 16) à la Caisse des dépôts et consignations (CDC), chargée de la gestion financière de la CSPE.

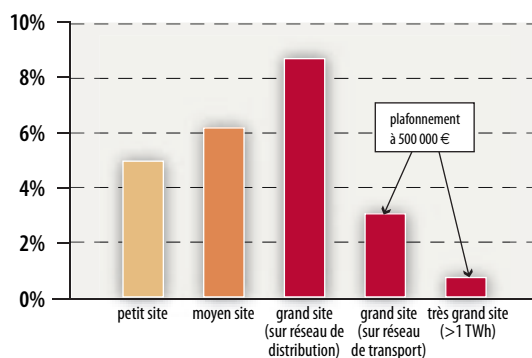
Cependant, le faible nombre de ces contributeurs, ainsi que le déficit de kWh déclarés de 9 TWh (tableau 15), signifient que des déclarations sont manquantes. L'identification par la CRE des contributeurs défaillants se poursuit, avec le concours des directions régionales de l'industrie, de la recherche et de l'environnement et des gestionnaires de réseaux. Les quelques sites déjà identifiés qui n'avaient pas déclaré spontanément en 2003 sont en train de procéder à la régularisation de leur situation pour les années 2003 et 2004.

B. Le financement des opérateurs a été amélioré

Le financement des opérateurs supportant des charges, à partir des sommes en caisse à la CDC, a révélé un défaut dans le mécanisme de compensation. Le décret du 28 janvier 2004 prévoyait que les sommes en caisse à la CDC soient reversées à ces opérateurs chaque semestre, au prorata de leur solde créateur, qui est égal à leurs charges prévisionnelles diminuées des contributions recouvrées au travers de la facturation.

Fin 2003, EDF, du fait de la CSPE qu'elle n'avait pas encore facturée au titre de 2003, avait un solde créateur très important (98% du solde total) par rapport à celui des ELD qui ne s'étaient pas compensés totalement en interne au travers de la facturation. Ces dernières n'ont ainsi pas été compensées intégralement de leurs charges prévisionnelles 2003, la majorité des sommes en caisse à la CDC ayant été reversées à EDF.

Figure 69 : CSPE 2005/facture d'électricité HT par type de site



Source : CRE 2005

Certaines de ces ELD ont conservé un solde créditeur résiduel très important au regard de leur chiffre d'affaires, ce qui leur a posé des difficultés de trésorerie.

Ce défaut du mécanisme a été corrigé par le décret du 4 février 2005, qui institue une compensation intégrale des opérateurs supportant moins de 1% du total des charges de service public de l'année.

Pour 2003, l'écart entre les charges des opérateurs constatées et la compensation reçue a été intégré dans les charges prévisionnelles 2005. Il a été versé en mars 2005 aux ELD présentant un écart positif.

Tableau 14 : Bilan du recouvrement de la CSPE 2003

Charges prévisionnelles de service public en 2003 *	1 465 M€
Contributions recouvrées au titre de 2003 au 31/12/2004	1219 M€
Ecart : contributions non recouvrées au titre de 2003	246 M€

* y compris charges de EDM

Source : CRE 2005

Tableau 15 : Détail de l'écart

	TWh	M€
Nouvelles dispositions (loi du 3 janvier 2003 + EDM)		194,5
plafonnement 2003 à 500 000 €	50,8	167,6
exonération à 240 GWh par site de production	7	23,1
compensation EDM non prévue dans la CSPE 2003 *		3,8
Consommation prévisionnelle surévaluée de 1,2 %	5,2	17,2
TWh non déclarés	9,2	30,5
Impayés		2,0
Arrondi de la CSPE 2003 de 3,305 à 3,3 €/MWh		1,8
Contributions non recouvrées au titre de 2003 au 31/12/2004		246,0

* les charges prévisionnelles 2003 de EDM ont été établies en juillet 2003

Source : CRE 2005

3. Le recouvrement de la CSPE 2004 se poursuit

Le recouvrement de la CSPE due au titre de 2004 se poursuit : EDF, ERD et RTE facturent encore la CSPE 2004 et certains contributeurs, en cours d'identification par la CRE, n'ont pas encore procédé à leur déclaration.

Toutes les ELD supportant des charges en 2004 ont été totalement compensées.

Le bilan de la CSPE 2004 recouvrée au 15 avril 2005 est présenté tableau 17.

Tableau 16 : Synthèse des déclarations et paiements

	Auto-producteurs	Consommateurs
Nombre de déclarants	115	50
Nombre réel de paiements à la CDC *	21	42
CSPE payée (M€)	1,6	4,2

* les autoproductions peuvent bénéficier de l'exonération de 240 GWh et du plafonnement à 500 000 €. Les consommateurs peuvent bénéficier de l'exonération de 240 GWh d'un producteur qui le fournit sur le même site et du plafonnement à 500 000 €

Source : CRE 2005

Tableau 17 : Contributions non recouvrées au titre de 2004 au 15 avril 2005

	TWh	M€
Contributions non recouvrées au titre de 2004 au 15 avril 2005		143,2
Nouvelle disposition LFR 2004 : plafonnement RATP et SNCF	8,6	37,6
CSPE 2004 à créditer au 15/04/2005	34,9	115,0
Consommation prévisionnelle sous-évaluée de 8 TWh	8	- 36,0
Arrondi de la CSPE 2004 de 4,57 à 4,5 €/MWh		26,6

Source : CRE 2005